

# Angleichung der Netzentgelte Strom infolge EE-bedingten Netzausbaus

Abschlussbericht zur Untersuchung im Auftrag der  
Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (TheGA)



## Verteilerhinweis

Diese Druckschrift wird von der Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH (ThEGA) herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von deren Kandidaten oder Helfern im Zeitraum von sechs Monaten vor einer Wahl zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für alle Arten von Wahlen. Missbräuchlich ist insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben parteipolitischer Informationen oder Werbemittel. Untersagt ist auch die Weitergabe an Dritte zur Verwendung bei der Wahlwerbung. Auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl darf die vorliegende Druckschrift nicht so verwendet werden, dass dies als Parteinahme des Herausgebers zu Gunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte. Diese Beschränkungen gelten unabhängig vom Vertriebsweg, also unabhängig davon, auf welchem Wege und in welcher Anzahl diese Informationsschrift dem Empfänger zugegangen ist. Erlaubt ist jedoch den Parteien, diese Informationsschrift zur Unterrichtung ihrer Mitglieder zu verwenden.

Copyright: Diese Veröffentlichung ist urheberrechtlich geschützt. Alle Rechte, auch die des Nachdrucks und der fotomechanischen Wiedergabe, sind dem Herausgeber vorbehalten.

## Impressum

### Herausgeber

Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur GmbH  
(ThEGA)  
Mainzerhofstraße 10  
99084 Erfurt  
[www.thega.de](http://www.thega.de)

Tel.: ++49 361 56 03 220  
E-Mail: [info@thega.de](mailto:info@thega.de)

### Redaktion

Consentec GmbH (im Auftrag der ThEGA)  
Grüner Weg 1  
52070 Aachen  
[www.consentec.de](http://www.consentec.de)

Tel.: ++49. 241. 93836-0  
E-Mail: [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

The logo for Consentec, featuring the word "consentec" in a lowercase, sans-serif font. The "con" and "tec" are in black, while the "sent" is in red.

Fotonachweis: RITTWEGER und TEAM Werbeagentur GmbH, Suhl

Stand: Februar 2016

## Inhalt

<b>Kurzfassung</b>	<b>iii</b>
<b>1 Hintergrund und Zielsetzung</b>	<b>1</b>
<b>2 Systematik der Netzentgelte</b>	<b>6</b>
2.1 Struktur und Kalkulation der Netzentgelte	6
2.2 Reduzierte Netzentgelte für Sonderformen der Netznutzung	11
2.3 Kostenbestandteile und Entgelttreiber	12
<b>3 Heutige Netzentgelte und Ursachen für Unterschiede</b>	<b>16</b>
3.1 Betrachtete Verteilernetzbetreiber	16
3.2 Betrachtete Netznutzungsfälle	18
3.3 Ergebnisse	21
3.3.1 Vorbemerkungen	21
3.3.2 Übertragungsnetzebene	22
3.3.3 Verteilernetzebenen	23
3.4 Vergleich mit Netzentgelten vor Beginn des starken EE-Zubaus	26
3.5 Zusammenfassung der Erkenntnisse	28
<b>4 Prognose zur Entwicklung der Netzentgelte bis 2025</b>	<b>30</b>
4.1 Vorbemerkung	30
4.2 Prognose der Netzkostenentwicklung	30
4.3 Prognose der künftigen Netzentgelte	34
4.4 Ergebnisse	34
4.5 Zusammenfassung der Erkenntnisse	38
<b>5 Ansätze zur Angleichung der regionalen Netzentgeltniveaus</b>	<b>39</b>
5.1 Übersicht über betrachtete Ansätze	39
5.2 Bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte	40
5.3 Wegfall der Zahlung vermiedener Netzentgelte (vNE) an dezentrale Erzeuger für EE-Anlagen	47

---

5.4 Bundesweite Wälzung der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen	54
5.5 EE-bedingte Infrastrukturkosten – projektbezogene Bestimmung	58
5.6 EE-bedingte Infrastrukturkosten – modellnetzbasierende Abschätzung	65
5.7 EE-bedingte Infrastrukturkosten – linear pauschalierte Abschätzung	67
5.8 Baukostenzuschüsse für EE-Anlagen	71
5.9 Vollständige Vereinheitlichung der Verteilernetzentgelte	73
<b>Literatur</b>	<b>76</b>

---

## **Kurzfassung**

### **Netzentgelte steigen an und haben wesentlichen Anteil am Strompreis**

Netzentgelte sind eine wesentliche Komponente der Strompreise. Aktuell betragen die Netzentgelte beispielsweise bei Haushaltskunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh im Bundesdurchschnitt gut 20% des Strompreises. Ferner ist festzustellen, dass die Höhe der Netzentgelte in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen hat. So beträgt der Anstieg von 2009 bis 2015 rund 18%.

### **Regional differenzierte Netzentgelte sind wesentliche Ursache für Strompreisunterschiede**

Aus Angaben zu bundesweiten Durchschnittswerten geht nicht hervor, dass die Netzentgelte erhebliche regionale Unterschiede aufweisen. Die regionalen Netzentgeltunterschiede sind auch die maßgebliche Ursache für regionale Strompreisunterschiede, da die sonstigen Strompreiskomponenten entweder durch die Wirkung des Wettbewerbs unter den Stromversorgern in einer engen Bandbreite liegen oder aber Abgaben und Umlagen darstellen, die – mit Ausnahme der Konzessionsabgaben – in bundeseinheitlicher Höhe erhoben werden.

### **Netzentgeldifferenzen sind bereits derzeit sehr hoch – Spreizung um mehr als 200%**

Die durchgeführten Analysen zum heutigen Netzentgeltniveau lassen große Unterschiede zwischen den betrachteten Netzbetreibern erkennen. Die Spreizung der Entgelte hängt dabei in hohem Maße vom betrachteten Netznutzungsfall und hier insbesondere von der Benutzungsdauer ab. Je höher die Benutzungsdauer, desto geringer ist die Bandbreite der Netzentgelte. Bei mittleren Benutzungsdauern liegen die höchsten Entgelte – je nach Anschlussnetzebene – etwa um den Faktor 2 bis 2,5 höher als die niedrigsten Entgelte. Tendenziell ist die Spreizung in höheren Netzebenen etwas stärker ausgeprägt als in niedrigeren Netzebenen. Industriekunden, deren Anschluss oftmals in der Hochspannungsebene erfolgt, sind also etwas stärker be-

troffen als Haushalts- und Kleingewerbekunden mit Anschluss in der Niederspannungsebene.

### **Netzentgelte in Thüringen sind eher hoch, weisen aber auch eine große Bandbreite auf**

Thüringer Netzbetreiber weisen tendenziell eher hohe Netzentgelte auf, wenngleich auch hier nennenswerte Bandbreiten vorliegen. Eine nähere Betrachtung der Lage und der Versorgungsgebiete der einzelnen Netzbetreiber zeigt, dass hohe Netzentgelte vorrangig in ländlichen, und niedrige Netzentgelte eher in städtischen Versorgungsgebieten vorzufinden sind.

### **Netzentgeltunterschiede sind derzeit in erster Linie strukturbedingt, EE-Einfluss ist demgegenüber (noch) untergeordnet**

Betrachtet man die Netzentgelte aus einem Zeitraum vor Beginn des starken EE-Zubaus, so ist festzustellen, dass die heute beobachteten Entgeltunterschiede bereits zu einem großen Teil zu dieser Zeit vorhanden waren. Dies verdeutlicht, dass der größere Teil der heutigen Netzentgeltunterschiede offensichtlich nicht EE-bedingt sondern strukturbedingt ist. Gleichwohl ist anzuerkennen, dass der EE-Ausbau bereits bis heute zu einer gewissen Zunahme der Entgeltunterschiede geführt hat, die sich künftig noch verstärken kann, wie die weiteren Untersuchungsergebnisse zeigen.

### **Je nach Region ist ein erheblicher EE-bedingter Anstieg der Entgelte zu erwarten, Entgeltunterschiede nehmen deutlich zu**

Die mit Blick auf das Jahr 2025 durchgeführten Abschätzungen zur künftigen Entwicklung der Netzentgelte zeigen, dass der EE-Zubau zu teilweise erheblichem Netzausbau und dadurch auch zu signifikanten Anstiegen der Netzkosten führt. Bei heutiger Entgeltsystematik sind damit auch teilweise deutlich steigende Entgelte und somit eine Ausweitung der Entgeltunterschiede verbunden. Generell sind in allen Netzebenen erhebliche Unterschiede der Kostenzunahmen abhängig vom Ausmaß des EE-Zubaus zu verzeichnen. Die größten Zuwächse sind in der Mittel- und Hoch-

spannung zu erwarten. Bei einigen Netzbetreibern sind gemäß den modellbasierten Abschätzungen für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene Entgelterhöhungen um bis zu 50% zu erwarten. Diese deutlich unterschiedlichen Entgelterhöhungen haben eine Ausweitung der Entgeltspreizung zur Folge. So nimmt z. B. der Unterschied zwischen niedrigstem und höchstem Entgelt für einen Haushaltskunden gemäß den Abschätzungen von derzeit ca. 5 ct/kWh auf ca. 7 ct/kWh zu. Von den betrachteten Thüringer Netzbetreibern ist TEN am stärksten von der Entgeltzunahme betroffen.

### **Netzausbauten sind der wesentliche Treiber für Entgeltanstiege**

Nähere Analysen zeigen, dass der größte Teil der Entgeltanstiege für Kunden mit Anschluss in den Verteilernetzebenen auf die Zunahme der Netzinfrastrukturkosten zurückzuführen ist. Die Anstiege der vermiedenen Netzentgelte und der Übertragungsnetzentgelte folgen an zweiter Stelle mit – je nach Netzebene – etwa gleichem Einfluss. Die Zunahme der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen ist demgegenüber eher untergeordnet.

Für Kunden mit direktem Anschluss an das Übertragungsnetz können die Zunahmen der Netzinfrastrukturkosten und der Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Zum Jahresbeginn 2016 sind die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement insbesondere bei 50Hertz, also bei dem für Thüringen relevanten Übertragungsnetzbetreiber, aber auch bei TenneT, erheblich gestiegen. Gleichwohl ist zu beachten, dass hier starke Wechselwirkungen bestehen; der Ausbau der Netzinfrastruktur sollte mittelfristig wieder zu einer Verringerung des Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Kosten führen.

### **Verschiedene Ansätze zur Angleichung regionaler Entgeltunterschiede betrachtet**

Im Rahmen der Analysen werden verschiedene Ansätze zur Angleichung EE-bedingter Netzentgeltunterschiede konzeptionell dargestellt und ihre quantitativen Wirkungen im Hinblick auf die Entgelt-niveaus abgeschätzt. Die betrachteten Ansätze

umfassen zum einen die von der Bundesregierung in ihrem Weißbuch zum Strommarktdesign vom Juli 2015 vorgeschlagenen Maßnahmen einer bundesweiten Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte und einer Abschaffung der Entgelte für dezentrale Einspeisung auf Basis vermiedener Netzentgelte für Neuanlagen. Zum anderen werden verschiedene weitere Ansätze betrachtet, die auf eine bundesweite Wälzung von Einspeisemanagement-Kosten und vor allem auch von EE-bedingten Netzinfrastrukturkosten abzielen. Ferner wird die Erhebung von Baukostenzuschüssen, wie sie derzeit verbrauchsseitig vorgesehen sind, betrachtet. Zuletzt wird eine vollständige Vereinheitlichung der Verteilernetzentgelte betrachtet.

Die Auswirkungen einer Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte werden auf Basis der Entgelte des Jahres 2016 quantifiziert. Für alle anderen Angleichungsansätze werden die Auswirkungen untersucht, die sich unter den für das Jahr 2025 prognostizierten Bedingungen ergeben würden.

### **Die betrachteten Ansätze haben keine Auswirkungen auf die Anreizsituation der Netzbetreiber**

Netzentgelte werden so kalkuliert, dass sie die von der für einen VNB zuständigen Regulierungsbehörde festgelegte Erlösobergrenze decken. Bei der Ermittlung der Erlösobergrenzen werden die Instrumente der Anreizregulierung gemäß ARegV angewandt. Maßnahmen zur Dämpfung der regionalen Netzentgeltunterschiede sollten möglichst keinen Einfluss auf die Ergebnisse der Anreizregulierung und damit die Anreizsituation der VNB haben, da ansonsten die Instrumente der Anreizregulierung evtl. zur Korrektur dieser Einflüsse ihrerseits angepasst werden müssten.

Alle hier betrachteten Ansätze erfüllen diese Bedingung, die Anreizsituation der VNB nicht zu beeinflussen, da sie entweder

- eine Kostenposition beeinflussen, die zu den „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten“ zählt und die somit auf anreizneutrale Weise in die Erlösobergrenze „durchgereicht“ wird, wie z. B. die vorgelagerten Netzentgelte (hier speziell die Entgelte der ÜNB), die Zahlungen für vNE sowie (jedenfalls zurzeit) die Einspeisemanagement-Kosten, oder

- die Erlösobergrenze gar nicht beeinflussen, sondern nur bewirken, dass ein Teil der Erlösobergrenze nicht von den Verbrauchern im Gebiet des jeweiligen VNB, sondern von allen Verbrauchern bundesweit getragen wird (über einen bundesweiten Wälzungsmechanismus).

Speziell im Fall der Einspeisemanagement-Kosten wird allerdings mitunter diskutiert, ob diese nicht sinnvoller als beeinflussbare Kosten behandelt werden sollten, um VNB einen Anreiz zur gesamtkostenoptimalen Abwägung von Netzausbau und Einspeisemanagement zu vermitteln. Bei einer solchen Gestaltung würde der Ansatz der bundesweiten Wälzung der Einspeisemanagement-Kosten durchaus die Anreizsituation beeinflussen, was diesen Ansatz dann grundsätzlich fragwürdig erscheinen lassen würde.

### **Bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte**

Die Auswirkungen einer Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sind für Kunden mit Anschluss in höheren Spannungsebenen (relativ gesehen) stärker ausgeprägt als für Kunden mit Anschluss in den unteren Spannungsebenen. Industriekunden sind – je nach räumlicher Lage – mit Ent- wie Belastungen von bis zu ca. 10% deutlich stärker betroffen als Haushalts- und Kleingewerbekunden mit Veränderungen im Bereich von bis zu etwa  $\pm 2\%$ .

Aus Sicht der Thüringer Netzkunden hätte eine solche Vereinheitlichung aktuell einen positiven Effekt, da die Spreizung der Übertragungsnetzentgelte zum Beginn des Jahres 2016 infolge des mit gut 30% erheblichen Entgeltanstiegs bei 50Hertz nochmals deutlich angestiegen ist. Dieser Anstieg ist zum größten Teil auf die in 2015 stark gestiegenen Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen zurückzuführen.

Gleichwohl ist zu beachten, dass hier starke Wechselwirkungen mit dem geplanten Netzausbau bestehen: der Ausbau der Netzinfrastruktur sollte mittelfristig wieder zu einer Verringerung des Bedarfs für Redispatch und Einspeisemanagement führen und damit zu einer Reduktion der hiermit verbundenen Kosten. Da der Ausbau der Übertragungsnetze gerade innerhalb der nächsten 10 Jahre im Bereich von TenneT noch umfangreicher sein dürfte als im Bereich von 50Hertz, wie sich aus dem Pro-

jektvolumen der im BBPIG und im EnLAG vorgesehenen Ausbauprojekte ablesen lässt, dürfte der positive Nutzen aus Thüringer Sicht mittelfristig tendenziell wieder etwas abnehmen, gleichwohl allerdings nicht ins Negative verkehren.

Da der Investitionsbedarf wie auch die Kosten für die erforderlichen Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen in der Übertragungsebene aktuell und absehbar auch in den nächsten 1-2 Jahrzehnten besonders stark durch bundespolitisch gewollte Änderungen im Erzeugungssektor getrieben sind, wäre eine möglichst zügige Angleichung der Entgelte dieser Ebene naheliegend, um eine bundesweite Sozialisierung der mit diesen Änderungen verbundenen Mehrkosten zu erreichen.

Gerade auf der Übertragungsnetzebene sind bundesweite Ausgleichsmechanismen für bestimmte Kostenbereiche bereits etabliert, so dass eine Vereinheitlichung der Netzentgelte in Orientierung an bestehenden Mechanismen vergleichsweise leicht umsetzbar sein dürfte.

### **Wegfall der Zahlung vermiedener Netzentgelte (vNE) an dezentrale Erzeuger für EE-Anlagen**

Ein Wegfall der vNE für EE-Anlagen hätte deutliche Auswirkungen für Kunden mit Anschluss in der Nieder- oder der Mittelspannungsebene. Hier ließen sich signifikante Reduktionen der Entgeltspreizungen erreichen. Für einen Haushaltskunden ließen sich Reduktionen von bis zu knapp 1 ct/kWh erreichen. Für Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene wären die Auswirkungen demgegenüber gering.

Im Gegenzug ist eine Belastung der über die EEG-Umlage gedeckten EE-Kosten zu erwarten, die allerdings vglw. gering ausfallen dürfte. So beträgt das Gesamtvolumen der vNE-Zahlungen gemäß Auswertungen der BNetzA für das Jahr 2014 ca. 1,6 Mrd. €, wovon auf die EE-Anlagen ein Anteil von etwa 700 Mio. € entfällt. Dies würde bei einem Wegfall dieser Zahlungen ceteris paribus eine Erhöhung der EEG-Umlage um ca. 0,18 ct./kWh bedeuten.

Insbesondere für EE-Anlagen sind vNE-Zahlungen nicht sachgerecht, da die Netzinfrastrukturkosten durch die Integration von EE-Anlagen in der Regel nicht sinken, sondern eher zunehmen. Anders als bei den vNE-Zahlungen für konventionelle Erzeugungsanlagen hätte die Abschaffung der vNE für EE-Anlagen auch keine unmit-

telbaren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen für deren Betreiber, da die vNE bei diesen Anlagen nicht direkt an die Betreiber ausgezahlt, sondern dem EEG-Konto der ÜNB zugeführt werden.

In Anbetracht der großen Wirkung eines Wegfalls der vNE für EE-Anlagen und der grundsätzlichen Fragwürdigkeit dieses Instruments sollte mit dem Ziel einer Verringerung der EE-bedingten Entgeltunterschiede erwogen werden, die vom BMWi vorgeschlagene Abschaffung der vNE-Zahlungen für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2021 zumindest für EE-Anlagen vorzuziehen und auch auf Bestandsanlagen auszuweiten.

### **Bundesweite Wälzung der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen**

Bezüglich der Wirkung einer bundesweiten Wälzung der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen ist zu unterscheiden nach Übertragungs- und Verteilernetzen. Auf der Übertragungsnetzebene können die Kosten für das Einspeisemanagement einen signifikanten Anteil an den Netzkosten einnehmen. Auch der jüngste Entgeltanstieg bei 50Hertz ist nach Aussage dieses ÜNB zu einem großen Teil auf Einspeisemanagement-Maßnahmen zurückzuführen. Eine bundesweite Wälzung hätte somit eine deutliche Verringerung der Entgeltunterschiede auf der Übertragungsnetzebene zur Folge.

Demgegenüber hätte eine bundesweite Wälzung der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen an EE-Anlagen im Verteilernetz aktuell und auch künftig bei deutlich ansteigendem Maßnahmenumfang nur einen sehr geringen Einfluss auf die Netzentgelte; dies ist auf den dort nur geringen Anteil an den gesamten Netzkosten zurückzuführen. Eine merkbare Verringerung der Entgeltspreizung ließe sich hiermit nicht erzielen. Ferner ist festzustellen, dass die Sachgerechtigkeit eines solchen Lösungsansatzes fragwürdig ist, da Netzbetreiber idealerweise die Kosten von Netzausbau und Einspeisemanagement bei Entscheidungen über das angemessene Niveau der Netzkapazität integriert betrachten sollten, um zu einer aus Gesamtkostensicht optimalen Entscheidung gelangen zu können. Somit ist eine bundesweite Umlage der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen nicht zu empfehlen.

---

## **EE-bedingte Infrastrukturkosten – Exakte Abgrenzung in der Praxis nicht möglich, deshalb vereinfachende abstrahierende Ansätze erforderlich**

Wie die Analysen zur künftigen Entwicklung der Netzkosten zeigen, haben die erforderlichen Ausbauten der Netzinfrastruktur den größten Anteil am erwarteten Kostenanstieg. Um der EE-bedingten Spreizung der Netzentgelte entgegenzuwirken, könnte daher erwogen werden, die EE-bedingten Infrastrukturkosten zu bestimmen und über einen geeigneten Mechanismus bundesweit auszugleichen. Dies führt zu der (theoretischen) Idee, für jede Ausbaumaßnahme im Einzelfall zu beurteilen, inwieweit das jeweilige Projekt und die hierbei entstehenden Kosten EE-getrieben sind. Die so bestimmten Kosten könnten dann aus den Netzkosten des jeweils betroffenen Netzbetreibers herausgenommen und bundesweit gewälzt werden.

Berechnungen basierend auf der Datengrundlage der BMWI Verteilernetzstudie zeigen, dass sich die für das Jahr 2025 berechnete Spreizung der Entgelte deutlich verringern würde, bei Haushaltskunden z. B. von ca. 2,5 auf etwa 2,2 und damit auf einen Wert, der in etwa der heutigen Spreizung entspricht. Netznutzer (mit Anschluss im Niederspannungsnetz) in stark vom EE-Zubau betroffenen Gebieten würden um bis zu 1 ct/kWh profitieren, während Netznutzer in kaum betroffenen Gebieten lediglich Mehrkosten von weniger als 0,2 ct/kWh zu tragen hätten.

In der Praxis steht dem allerdings das Problem entgegen, dass die erforderliche eindeutige und objektiv durchführbare Kostenabgrenzung in der Regel nicht möglich ist, da Netzausbaumaßnahmen oft nicht einem einzigen Zweck oder Treiber zugeordnet werden können und die einmal errichteten Betriebsmittel überwiegend nicht nur von einem einzelnen Netznutzer beansprucht werden.

Vor dem Hintergrund der Feststellung, dass eine exakte Abgrenzung der EE-bedingten Infrastrukturkosten in jedem Einzelfall (d. h. je Ausbauprojekt) nicht möglich ist, stellt sich die Frage nach alternativen Wegen, um die EE-bedingten Infrastrukturkosten zumindest näherungsweise und möglichst objektiv bestimmen zu können.

---

## **EE-bedingte Infrastrukturkosten – modellnetzbasierende Abschätzung**

Als ein vereinfachender abstrahierender Ansatz zur Abschätzung der EE-bedingten Infrastrukturkosten könnte die „Modellnetzanalyse“ herangezogen werden, deren Grundkonzept auch der aktuellen Ausgestaltung des in der Anreizregulierung verankerten Instruments des „Erweiterungsfaktors“ zu Grunde liegt. Es ist vorstellbar und rechnerisch umsetzbar, die Berechnungsvorschriften für den Erweiterungsfaktor, die sich nach Netz- und Umspannebenen unterscheiden, zur Abschätzung des durch den EE-Zubau bedingten Teils der Netzinfrastrukturkosten heranzuziehen.

Der dem Erweiterungsfaktor zugrundeliegende modellnetzbasierende Ansatz ist ein objektiver und pragmatischer Ansatz zur Bestimmung von Kostenzuwächsen, die mit Veränderungen der Versorgungsaufgabe verbunden sind. Wie Analysen, die im Zusammenhang mit der (Weiter-)Entwicklung dieses Instruments vorgenommen wurden, zeigen, ist der Ansatz gut geeignet, um Kosten, die mit *kleinen* Veränderungen der Versorgungsaufgabe ausgehend von einem Arbeitspunkt verbunden sind, zu bestimmen. Die Treffgenauigkeit eines solchen Ansatzes nimmt allerdings ab, je weiter sich das System vom Arbeitspunkt entfernt. Somit wird es auch nur mit begrenzter Treffgenauigkeit möglich sein, die EE-bedingten Infrastrukturkosten, die mit erheblichen EE-Zuwächsen einhergehen, zu bestimmen.

Abstriche bei der Treffgenauigkeit hätten hier allerdings nicht so kritische Konsequenzen wie etwa bei der Anreizregulierung, da hierdurch nicht die Ertragssituation der VNB, sondern „nur“ die regionalen Niveauunterschiede der Netzentgelte und damit deren Verteilungswirkungen beeinflusst werden.

Eine belastbare Bestimmung der Treffgenauigkeit bei großen EE-Zuwächsen war auf Basis der verfügbaren Daten im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht möglich. Im Bedarfsfall sollten weitere Untersuchungen zur Treffgenauigkeit des modellnetzbasierenden Ansatzes durchgeführt werden.

## **EE-bedingte Infrastrukturkosten – linear pauschalierte Abschätzung**

Ein weiterer, noch stärker vereinfachender Ansatz zur Abschätzung der EE-bedingten Netzausbaukosten könnte in einer linear pauschalierten Abschätzung der Kosten in Bezug auf die installierte Leistung der EE-Erzeugungsanlagen in einem

Netz bestehen. Konkret wäre es denkbar, Kostenpauschalen pro kW neu hinzukommender installierter Leistung in EE-Anlagen als Grundlage für die Parametrierung einer bundesweit einheitlichen Umlage zum Ausgleich EE-bedingter Netzentgeltunterschied heranzuziehen. Gemäß einer vereinfachten indikativen Abschätzung müssten die Ausbaurkostenpauschalen bei PV-Anlagen etwa 600 € pro kW installierte Leistung und bei Windenergieanlagen etwa 400 € pro kW installierte Leistung betragen, um die mit dem EE-Zubau verbundenen Netzausbaukosten im Durchschnitt zu decken.

Eine beispielhafte Quantifizierung der Auswirkungen eines solchen Ansatzes zeigt, dass sich bei richtiger Parametrierung der Kostenpauschalen eine deutliche Reduktion der EE-bedingten Entgeltspreizung erzielen ließe. Bei den in den Untersuchungen verwendeten Parametern würden Netznutzer (mit Anschluss in der Niederspannungsebene) in stark vom EE-Zubau betroffenen Regionen um bis zu ca. 0,5 ct/kWh profitieren, während Netznutzer in kaum betroffenen Regionen bis zu ca. 0,15 ct/kWh höhere Netzentgelte zu zahlen hätten.

Es ist allerdings zu vermuten, dass die Treffgenauigkeit dieses Ansatzes aufgrund der sehr vereinfachenden Annahmen eines linearen Zusammenhangs zwischen Netzausbaukosten und installierter EE-Leistung noch geringer wäre als bei dem zuvor skizzierten modellnetzbasierter Ansatz. Die Treffgenauigkeit dieses Ansatzes einschließlich Möglichkeiten zusätzlicher Differenzierungen, zum Beispiel nach Netzebenen, sollte eingehender untersucht werden, um endgültig beurteilen zu können, ob dies ein Weg für eine praktikable und objektive Abschätzung der EE-bedingten Netzausbaukosten sein kann.

### **Baukostenzuschüsse für EE-Anlagen**

Der Zubau von EE-Anlagen führt vielfach zu Netzausbau. Insofern erscheint eine Beteiligung der EE-Anlagen an den Netzkosten zunächst plausibel. Der hier angedachte Ansatz der Erhebung eines Baukostenzuschusses von EE-Anlagen stellt allerdings eine Abkehr vom bisherigen System, Netzkosten ausschließlich auf den Verbrauch umzulegen, dar.

Das häufig gegen eine Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Netzkostentragung angeführte Argument der internationalen Wettbewerbsfähigkeit mag für geförderte EE-Anlagen nur in abgeschwächter Form gelten, da ein weitgehender Ausgleich über die EEG-Förderung und damit implizit eine bundesweite Umlage der hierüber gedeckten Netzkosten denkbar wäre.

Die Erhebung eines Baukostenzuschusses von Betreibern der EE-Anlagen wäre vermutlich dennoch politisch schwer umsetzbar, da dies zusätzliche EE-Kosten bedeuten würde. Zudem ist die Wirkung mit Blick auf die Netzentgelte sehr gering, es sei denn, die Höhe der Baukostenzuschüsse für EE-Anlagen würde deutlich höher angesetzt als die etablierten BKZ auf Verbrauchsseite.

### **Vollständige Vereinheitlichung der Verteilernetzentgelte**

Die bestehenden regionalen Entgeltdifferenzen könnten vollständig eliminiert werden, indem die Entgelte der VNB für jede Netz- und Umspannebene bundesweit vereinheitlicht werden. Da die Entgeltunterschiede allerdings in erheblichem Umfang (aktuell sogar überwiegend) durch strukturelle Unterschiede bedingt und nicht etwa EE-getrieben sind, würde eine solche Vereinheitlichung deutlich über die Angleichungen hinausgehen, die für einen Ausgleich EE-bedingter Netzkostenunterschiede erforderlich wären. Angesichts der damit verbundenen Umverteilungseffekte und praktischen Herausforderungen wäre zudem mit erheblichen Widerständen und Umsetzungsschwierigkeiten zu rechnen.

### **Fazit**

Von den betrachteten Ansätzen zur Angleichung EE-bedingter Netzentgeltunterschiede erscheinen die Ansätze bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte und Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für sämtliche EE-Anlagen am praktikabelsten. Hiermit ließe sich bereits je nach Netzebene bis zu etwa der Hälfte der EE-bedingten Entgeltunterschiede ausgleichen.

Weitere deutliche Angleichungen ließen sich durch eine bundesweite Wälzung EE-bedingter Infrastrukturkosten erreichen. Da allerdings eine exakte Abgrenzung dieser Kosten in der Praxis nicht möglich ist, wären vereinfachende abstrahierende Ansätze

---

erforderlich. Die beiden erörterten stark vereinfachenden Ansätze sind grundsätzlich berechenbar. Im Bedarfsfall wären aber zunächst weitere Untersuchungen zur Treffgenauigkeit dieser Ansätze erforderlich.

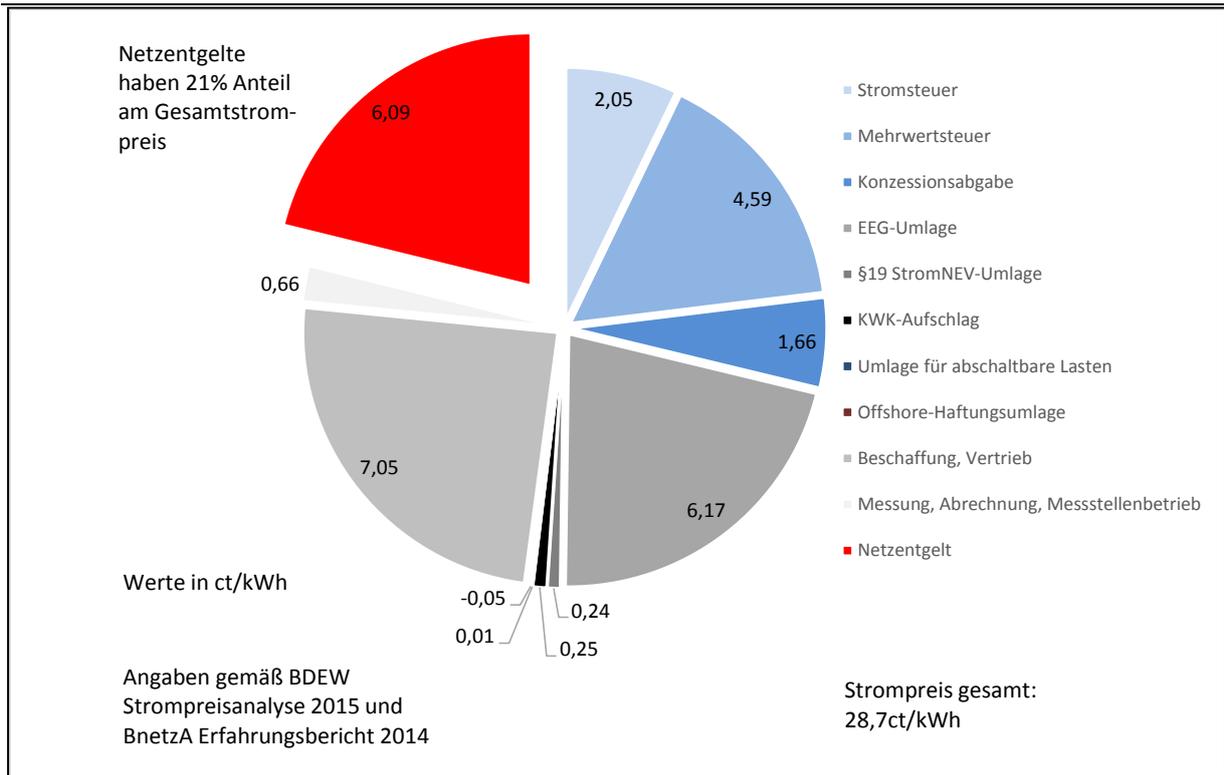
Eine bundesweite Wälzung der Einspeisemanagement-Kosten hätte ebenso wie die Erhebung eines Baukostenzuschusses von EE-Anlage nur marginale Wirkungen auf die Netzentgelte.

---

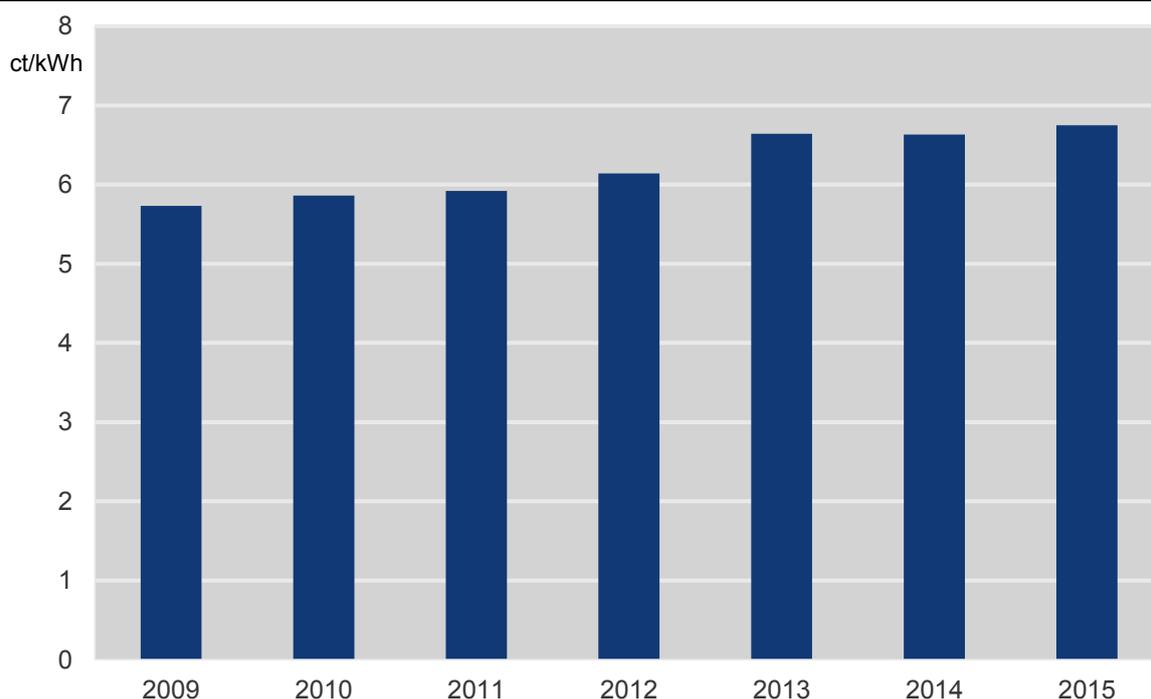
## 1 Hintergrund und Zielsetzung

Die Kosten des Betriebs der Übertragungs- und Verteilernetze im Bereich der öffentlichen Stromversorgung werden in Deutschland von den an die Netze angeschlossenen Verbrauchern getragen. Hierzu ermitteln die Netzbetreiber Netzentgelte nach den Vorgaben der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Die Höhe der insgesamt über die Netzentgelte gewälzten Netzkosten ergibt sich aus den durch die Bundesnetzagentur und die Landesregulierungsbehörden ermittelten und festgelegten Erlösobergrenzen der Netzbetreiber.

Netzentgelte sind eine wesentliche Komponente der Strompreise. Wie eine aktuelle Strompreisanalyse des Branchenverbands BDEW in Verbindung mit Auswertungen der Bundesnetzagentur zeigt, betragen die Netzentgelte beispielsweise bei Haushaltskunden mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh im Bundesdurchschnitt gut 20% des Strompreises (Bild 1.1). Wie sich weiter aus der BDEW-Analyse ergibt, hat die Höhe der Netzentgelte in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen. Bild 1.2 verdeutlicht dies für das Beispiel der Haushaltskunden. Der Anstieg von 2009 bis 2015 beträgt hier rund 18%.



**Bild 1.1** Zusammensetzung des Strompreises am Beispiel eines Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh/a



*Bild 1.2 Entwicklung der Netzentgelte (inkl. Messung und Abrechnung; Nettopreise) am Beispiel eines Haushaltskunden gemäß BDEW-Strompreisanalyse 2015*

Aus dem Vergleich der bundesweiten Durchschnittswerte geht nicht hervor, dass die Netzentgelte erhebliche regionale Unterschiede aufweisen. Diese Unterschiede ergeben sich daraus, dass jeder Netzbetreiber für sein Netzgebiet eigene Entgelte auf Basis seiner eigenen Netzkosten (bzw. der von der Regulierungsbehörde zugestanden Erlösobergrenze) ermittelt und die Kostenniveaus wie auch die für die Preisbildung relevanten Mengen der Netzinanspruchnahme durch die Verbraucher sich von Netzgebiet zu Netzgebiet aus verschiedenen Gründen stark unterscheiden können. Die regionalen Entgeltunterschiede sind auch die maßgebliche Ursache für regionale Strompreisunterschiede, da die sonstigen Strompreiskomponenten entweder durch die Wirkung des Wettbewerbs unter den Stromversorgern in einer engen Bandbreite liegen oder aber Abgaben und Umlagen darstellen, die – mit Ausnahme der Konzessionsabgaben – in bundeseinheitlicher Höhe erhoben werden.

Die Unterschiede in den regionalen Netzentgeltelniveaus haben verschiedene Ursachen. Neben den diesbezüglich an erster Stelle zu nennenden strukturell bedingten Unterschieden ist die zunehmende Integration von Erzeugungsanlagen auf Basis

---

erneuerbarer Energien (EE) in die Verteilernetze ein zunehmend relevanter Treiber für Kostenunterschiede. Hierzu tragen mehrere Wirkungsmechanismen bei:

- Die Netze müssen ausgebaut werden, um die Integration der Erzeugungsanlagen technisch zu ermöglichen und Kapazitäten für den Abtransport des erzeugten Stroms bereitzustellen, soweit dieser nicht im Nahbereich der Anlagen verbraucht wird.
- Bei Erreichen der Kapazitätsgrenzen der Netze können Maßnahmen zum Engpassmanagement – etwa durch zeitweise Abregelung von Erzeugungsanlagen („Einspeisemanagement“) – erforderlich werden, für die die Netzbetreiber Entschädigungen zu zahlen haben.
- Netzbetreiber zahlen für Einspeisungen in die Verteilernetze Entgelte aus, die die durch die Einspeisung bewirkte Einsparung an Netzentgelten zur Nutzung der jeweils überlagerten Netzebenen reflektieren. Im Fall der EE-Anlagen gehen diese Zahlungen in die Systematik der EEG-Umlage ein. Für die Netzbetreiber stellen diese Zahlungen zusätzliche Kosten dar.

Aufgrund dieser Wirkungszusammenhänge werden die Netzentgelte in Regionen mit überdurchschnittlich starkem EE-Zubau besonders stark in die Höhe getrieben. Dieses Erkenntnis hat zu einer intensiven Debatte über die hiermit verbundenen Verteilungswirkungen geführt, da diese Entgeltanstiege eine Folge des bundespolitisch gewollten Ausbaus der EE-Erzeugung sind, jedoch allein von den Verbrauchern der betroffenen Verteilernetze getragen werden.

Die Bundesregierung hat hierzu in ihrem Weißbuch zum Strommarktdesign vom Juli 2015 erste Schritte zur Dämpfung der regionalen Entgeltspreizung vorgeschlagen („Maßnahme 9“), und zwar kurzfristig die bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte und mittelfristig die Abschaffung der Entgelte für dezentrale Einspeisung auf Basis vermiedener Netzentgelte für Neuanlagen, die nach 2020 in Betrieb gehen.

Vor diesem Hintergrund hat die Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur TheGA die vorliegende Studie in Auftrag gegeben, die eine sachliche Grundlage für die Debatte über regionale Netzentgeltunterschiede schaffen soll. Die Studie analysiert hierzu nach einer kurzen Darstellung der bestehenden Netzentgeltsystematik

---

(Kap. 2) zunächst die heutigen Entgeltniveaus von Verteilernetzbetreibern (VNB) in unterschiedlichen Regionen (Kap. 3) sowie die Erwartungen für deren zukünftige Entwicklung unter Berücksichtigung von Netzausbauerfordernissen und anderen relevanten Entwicklungen (Kap. 4). Anschließend werden vorstellbare Ansätze zur Dämpfung der regionalen Spreizung konzeptionell dargestellt und deren quantitative Wirkungen im Hinblick auf die Entgeltniveaus abgeschätzt (Kap. 5). Der Fokus der Studie liegt dabei auf den Netzentgelten im engeren Sinne; sonstige Entgeltkomponenten etwa für Messung und Abrechnung werden hier nicht betrachtet.

---

## 2 Systematik der Netzentgelte

### 2.1 Struktur und Kalkulation der Netzentgelte

Entgelte für die Nutzung der Stromübertragungs- und -verteilernetze werden in Deutschland auf Grundlage einer für alle Netzbetreiber verbindlichen Systematik ermittelt, die in der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) geregelt ist. Es handelt sich hierbei um eine Umlagesystematik, die zum Ziel hat, die gesamten von der zuständigen Regulierungsbehörde – d. h. entweder der Bundesnetzagentur oder der jeweiligen Landesregulierungsbehörde – zugestandenen Erlöse eines Netzbetreibers auf die Nutzer seines Netzes umzulegen. Hierin unterscheidet sich die Netzentgelt-systematik von anderen Preisbildungsmechanismen, die nicht auf die zugestandenen Erlöse, sondern z. B. auf die Grenzkosten der Bereitstellung einer Leistung abstellen und somit nicht sicher zur vollständigen Einbringung der zugestandenen Erlöse führen.

Die Regulierungsbehörden legen Erlösobergrenzen je Netzbetreiber für jedes Kalenderjahr einer Regulierungsperiode unter Anwendung der Vorschriften der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) fest. Ausgangspunkt hierfür sind die von den Netzbetreibern im Vorfeld einer Regulierungsperiode gemäß den Vorgaben der StromNEV zu ermittelnden Netzkosten, die nach Netz- und Umspannebenen getrennt erfolgt. Es werden 7 Ebenen unterschieden:

1. Höchstspannungsnetz (380 kV und 220 kV)
2. Umspannung Höchst-/Hochspannung
3. Hochspannungsnetz (110 kV)
4. Umspannung Hoch-/Mittelspannung
5. Mittelspannungsnetz (meist 10 kV oder 20 kV, teils aber auch andere Nennspannungen)
6. Umspannung Mittel-/Niederspannung
7. Niederspannungsnetz (0,4 kV)

Die auf die einzelnen Ebenen entfallenden Anteile der Erlösobergrenzen sind Grundlage der Berechnung der Netzentgelte. Im Folgenden werden diese Anteile vereinfachend als die entgeltrelevanten Netzkosten je Netzebene bezeichnet, auch wenn sie tatsächlich nicht unmittelbar den vom Netzbetreiber ermittelten Kosten entsprechen, sondern hieraus unter Anwendung der Instrumente der Anreizregulierung (Auf-/Abschläge für Geldwertentwicklung und sektorale Produktivitätsentwicklung, Effizienzvorgaben, Qualitätselement etc.) hervorgehen.

Die Netzentgeltsystematik sieht vor, dass die entgeltrelevanten Netzkosten vollständig von den Stromentnehmern getragen werden, d. h. von Letztverbrauchern und Betreibern unterlagerten Netze, nicht jedoch von Einspeisern. Dabei wird unterstellt, dass ein Stromentnehmer alle Netz- und Umspannebenen von seiner Anschlussebene bis herauf zum Höchstspannungsnetz in Anspruch nimmt. In die Netzentgelte für eine bestimmte Netz- oder Umspannebene werden daher neben den Netzkosten dieser Ebene auch Anteile der Kosten aller überlagerten Ebenen eingerechnet. Dies wird erreicht, indem die Entgelte für eine Ebene auch von den Betreibern der direkt unterlagerten Ebene erhoben werden bzw. – sofern beide Ebenen vom gleichen Unternehmen betrieben werden – eine solche Zahlung kalkulatorisch unterstellt wird. Die beim Betreiber der unterlagerten Ebene anfallenden Entgeltzahlungen für das vorgelagerte Netz werden dann den direkten Netzkosten dieser Ebene hinzugerechnet und gemeinsam mit diesen an die Stromentnehmer dieser Ebene weiter verrechnet. Dieser als „vertikale Kostenwälzung“ bezeichnete Mechanismus ist eng mit dem in Deutschland (und auch im europäischen Ausland) angewandten Prinzip des „Punkttarifs“ verbunden, wonach Netzentgelte zwar von der Anschlussebene eines Netznutzers abhängen, nicht aber davon, an welcher Stelle und auf welcher Ebene der von einem Netznutzer bezogene Strom ins Netz eingespeist wird.

Basierend auf den entgeltrelevanten Netzkosten einer Netz- oder Umspannebene (einschließlich der von überlagerten Ebenen herabgewälzten Kosten) werden die Preiskomponenten der Netzentgelte für diese Ebene im Grundsatz ermittelt, indem die Netzkosten auf den Umfang der Stromentnahme durch die Netznutzer bezogen werden. Dabei handelt es sich jedoch nicht um eine einfache Division, da die Entgelte in arbeits- und leistungsbezogene Komponenten unterteilt sind (außer für Kunden ohne Leistungsmessung, wie weiter unten erörtert wird). Das Verhältnis, in dem die

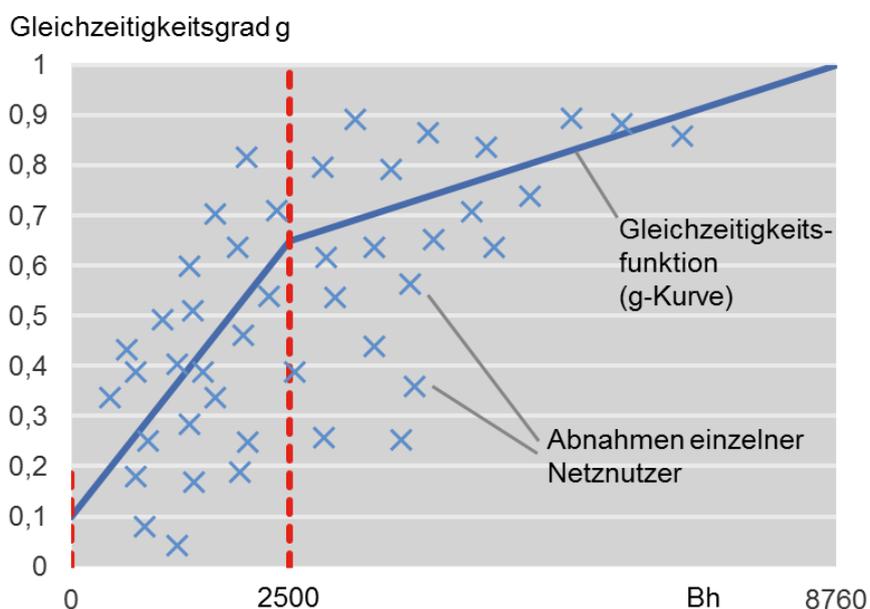
Netzkosten auf die beiden Entgeltkomponenten verteilt werden, ist nicht im Vorhinein festgelegt, sondern ergibt sich aus einem zweistufigen Berechnungsansatz:

- Im ersten Schritt werden die „spezifischen Jahreskosten“ der betrachteten Ebene ermittelt. Hierzu werden die entgeltrelevanten Netzkosten (einschließlich herabgewalzter Kosten) durch die zeitgleiche Jahreshöchstlast der Ebene, d. h. der Gesamtheit aller an die Ebene angeschlossenen Stromentnehmer, dividiert. Diese mitunter auch als „Briefmarke“ bezeichneten spezifischen Jahreskosten werden somit rein leistungsbezogen ermittelt.
- Im zweiten Schritt wird eine Funktion ermittelt, die jedem einzelnen an die Netz- oder Umspannebene angeschlossenen Entnehmer (d. h. jedem Verbraucher und jedem Betreiber einer direkt unterlagerten Netz- oder Umspannebene) einen Gleichzeitigkeitsgrad  $g$  zuweist, mit dem die spezifischen Jahreskosten bei der Entgeltermittlung für den Entnehmer multipliziert werden. Dieser Gleichzeitigkeitsgrad kann einen Wert zwischen 0 und 1 annehmen und reflektiert, dass die Entnehmer einer Ebene in unterschiedlichem Umfang zur Jahreshöchstlast der Ebene beitragen:
  - Wird einem Entnehmer ein Gleichzeitigkeitsgrad von  $g = 1$  zugewiesen, so entspricht dies der Annahme, dass er mit seiner vollen individuellen Jahreshöchstlast zur Jahreshöchstlast der Ebene beiträgt. Ein solcher Entnehmer soll im Umfang seiner (individuellen) Jahreshöchstlast zur Tragung der spezifischen Kosten der Ebene beitragen.
  - Ein Gleichzeitigkeitsgrad  $0 < g < 1$  signalisiert, dass ein Entnehmer nur mit einem entsprechend geringeren Teil seiner individuellen Jahreshöchstlast zur Jahreshöchstlast der Ebene beiträgt. Das von diesem Entnehmer zu tragende Entgelt soll proportional zum zugewiesenen Gleichzeitigkeitsgrad geringer sein als die spezifischen Kosten der Ebene.

Die Ermittlung von Gleichzeitigkeitsgraden beruht auf einem Modell, das im Zusammenhang mit den Verbändevereinbarungen zur Netzentgeltberechnung in den Jahren 1998-2001 entwickelt und später mit relativ geringen Anpassungen in die Strom-NEV übernommen wurde. Es sieht im Kern vor, dass Gleichzeitigkeitsgrade abstrahiert von den tatsächlichen Lastverläufen der Stromentnehmer allein als Funktion der

Benutzungsdauer ( $B_h$ ) ihrer Stromentnahme, d. h. des Verhältnisses von Jahresarbeit zu Jahreshöchstlast, bestimmt werden. Diesem Ansatz liegt die seinerzeit empirisch näherungsweise nachgewiesene Annahme zugrunde, dass Entnehmer mit höherer Benutzungsdauer statistisch betrachtet einen höheren Gleichzeitigkeitsgrad aufweisen als Entnehmer mit geringerer Benutzungsdauer, bis hin zu einem zwangsläufigen Gleichzeitigkeitsgrad von 1 bei einer reinen Bandlast ( $B_h = 8.760$  h/a).

Basierend auf empirischen Ergebnissen wurde entschieden, den tatsächlichen (unscharfen) Zusammenhang zwischen Benutzungsdauer  $B_h$  und Gleichzeitigkeitsgrad  $g$  durch zwei Geradenabschnitte anzunähern und zu glätten, wobei der Abschnitt für kleinere Benutzungsdauern eine höhere Steigung aufweist als der Abschnitt für größere Benutzungsdauern (sogenannte  $g$ -Kurve, siehe Bild 2.1). Für den „Knickpunkt“, an dem die Geradenabschnitte zusammentreffen, wurde zunächst nur ein grobes Fenster festgelegt, in einer späteren Anpassung des Modells jedoch eine feste Benutzungsdauer von 2.500 h/a vorgegeben.



*Bild 2.1: Prinzip der Bildung der Gleichzeitigkeitsfunktion (g-Kurve)*

Aus dieser Regelung, den Gleichzeitigkeitsgrad mittels stückweise linearer Funktionen in Abhängigkeit von der Benutzungsdauer zu ermitteln, erwuchs nun die Möglichkeit, die Entgelte für jeden dieser Abschnitte in ein Wertepaar von Leistungs- und Arbeitsentgelten und damit in eine einfach handhabbare Entgeltsystematik umzu-

rechnen. Aufgrund dieser Umrechnung muss die Gleichzeitigkeitsfunktion als solches nicht in den Preisblättern der Netzbetreiber ausgewiesen werden, und die Netznutzer müssen sich im Hinblick auf die Entgelte nicht bewusst machen, dass ihnen implizit durch die Systematik ein Gleichzeitigkeitsgrad zugewiesen wird. Vielmehr werden ausschließlich die Leistungs- und Arbeitspreise für die beiden Abschnitte unterhalb und oberhalb des Knickpunkts ausgewiesen.

Da die so erhaltene Gleichzeitigkeitsfunktion die tatsächlichen Höchstlastbeiträge der Verbraucher einer Ebene nur näherungsweise reflektieren kann, muss die Lage der beiden Geradenabschnitte in Kenntnis der individuellen Höchstlasten und Benutzungsdauern der Entnehmer einer Ebene so parametrisiert werden, dass die Summe der Produkte der individuellen Höchstlasten und der sich ergebenden Gleichzeitigkeitsgrade genau die zeitgleiche Höchstlast der Ebene ergibt. Dies ist Aufgabe der Netzbetreiber bei der jährlichen Kalkulation der Entgelte. Um dieses Ziel zu erreichen, können die Netzbetreiber zwei Parameter der Funktion anpassen, nämlich den Gleichzeitigkeitsgrad für die Benutzungsdauer 0 h/a, der gemäß StromNEV im Wertebereich 0-0,2 liegen muss, und den Gleichzeitigkeitsgrad für die Benutzungsdauer 2.500 h/a (d. h. für den Knickpunkt), für den keine weiteren Vorgaben bestehen.

Die obigen Ausführungen beziehen sich auf Verbraucher mit registrierender Lastgangmessung („RLM-Kunden“). Bei diesen Kunden besteht die Möglichkeit, die individuelle Höchstlast über einen Leistungspreis in die Entgeltermittlung einzubeziehen. Bei Kleinkunden ohne Lastgangmessung, bei denen die Mengenbilanzierung auf Basis von Standardlastprofilen (SLP) erfolgt, ist dies nicht möglich. Hier können Netzbetreiber entweder einen reinen Arbeitspreis oder einen Arbeitspreis in Verbindung mit einem Grundpreis erheben und hierbei die Kosten berücksichtigen, die bei RLM-Kunden über den Leistungspreis gewälzt würden. Es bestehen jedoch weder verbindliche Vorgaben für die Erhebung eines Grundpreises noch für dessen konkrete Höhe. Der somit bestehende Ermessensspielraum im Hinblick auf Grundpreise für SLP-Kunden wird von den Netzbetreibern sehr unterschiedlich genutzt.

Wie bereits erwähnt, werden die Netzentgelte nur von Stromentnehmern und nicht von Einspeisern erhoben. Einspeisern wird vielmehr gemäß § 18 StromNEV ein Entgelt ausgezahlt, sofern sie dezentrale Erzeugungsanlagen betreiben; hierzu zählen alle Erzeugungsanlagen mit Anschluss an eine der Netz- und Umspannebenen 3-

7. Dieses Entgelt richtet sich nach der Höhe der durch die dezentrale Einspeisung eingesparten Entgeltzahlungen („vermiedene Netzentgelte“, vNE) des Betreibers der jeweiligen Netz- oder Umspannebene an den Betreiber der nächsthöheren Ebene. Diese Entgeltzahlungen an Einspeiser stellen für die jeweiligen Netzbetreiber zusätzliche Kosten dar, die in die entgeltrelevanten Netzkosten eingerechnet und somit auf die Entnehmer der jeweiligen Netz- oder Umspannebene umgelegt werden.

Nicht Gegenstand der Kalkulation von Entgelten für die Netznutzung sind die Kosten der Netzbetreiber für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung. Diese Kosten werden über separate Entgelte abgerechnet, da Netznutzer diese Dienstleistungen aufgrund der Liberalisierung des Messwesens nicht zwangsläufig vom jeweiligen Netzbetreiber beziehen müssen. Diese Entgelte werden im Rahmen der vorliegenden Studie nicht näher betrachtet.

Daneben werden zusammen mit den Netzentgelten Umlagen für Mehrkosten nach dem KWKG-Gesetz, nach § 19 StromNEV (siehe hierzu Abschnitt 2.2), nach § 17f EnWG (Offshore-Haftungsumlage) und nach § 18 AbLaV (abschaltbare Lasten) abgerechnet, deren Kalkulationsgrundlagen und Höhe hier ebenfalls nicht im Detail betrachtet werden.

## **2.2 Reduzierte Netzentgelte für Sonderformen der Netznutzung**

Netznutzern mit Entnahmeprofilen, die in eine der in § 19 StromNEV behandelten Kategorien von Sonderformen der Netznutzung fallen, werden gegenüber den regulären Netzentgelten reduzierte Entgelte gewährt. Dies sind zum einen Letztverbraucher, die in einem Teil des Jahres keine oder eine im Vergleich zum Rest des Jahres erheblich reduzierte Leistungsentnahme aufweisen. Solchen Verbrauchern haben Netzbetreiber eine Abrechnung auf Basis von Monats- anstelle von Jahresleistungspreisen anzubieten (§ 19 Abs. 1 StromNEV). Die Monatsleistungspreise werden zusammen mit den anderen Preiskomponenten veröffentlicht, so dass für Kunden dieser Art keine individuelle Entgeltkalkulation erfolgt, sondern eine Reduktion der Entgelte durch die Bezugnahme auf die monatlichen anstelle der jährlichen Höchstlasten erreicht wird.

Zum anderen sieht § 19 Abs. 2 StromNEV zwei Möglichkeiten vor, individuelle reduzierte Netzentgelte für Letztverbraucher mit besonderen Entnahmeprofilen zu ermitteln. Dies sind

- Letztverbraucher, die in Relation zu ihrer individuellen Höchstlast nur in geringem Umfang oder gar nicht zur Höchstlast der Netz- oder Umspannebene, aus der sie versorgt werden, beitragen („atypische Netznutzer“), sowie
- Letztverbraucher mit sehr hohen Benutzungsdauern von mindestens 7.000 h/a und einer Entnahme von mindestens 10 GWh/a pro Abnahmestelle.

Das individuelle Entgelt muss im ersten Fall mindestens 20%, im zweiten Fall je nach Benutzungsdauer mindestens 10-20% des regulären Entgelts betragen. Einzelheiten der Methodik zur Ermittlung individueller Entgelte sind für beide Fallgruppen in der einschlägigen Festlegung BK4-13-739 der Bundesnetzagentur geregelt.

Die Regelungen zur atypischen Netznutzung werden häufig von Betreibern von Pumpspeicherkraftwerken in Anspruch genommen, die den Pumpbetrieb ihrer Kraftwerke weitgehend oder vollständig auf Zeiten außerhalb der „Hochlastzeitfenster“ legen können, die die Netzbetreiber gemäß der zuvor genannten Festlegung bekanntzugeben haben. Die Regelungen für Verbraucher mit sehr hohen Benutzungsdauern werden in erster Linie von industriellen Großverbrauchern mit gleichmäßiger Verbrauchscharakteristik genutzt.

Die entgangenen Erlöse der Netzbetreiber infolge der Gewährung individueller Netzentgelte gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV werden über einen Wälzungsmechanismus unter allen Netzbetreibern ausgeglichen und über eine eigene Umlage gedeckt, die allen Letztverbrauchern in bundesweit einheitlicher Höhe zusammen mit den Netzentgelten in Rechnung gestellt wird.

### **2.3 Kostenbestandteile und Entgelttreiber**

Die bei der Netzentgeltkalkulation berücksichtigten Netzkosten decken wesentliche Teile der Kosten von Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern (ÜNB und VNB) ab:

- Der größte Anteil ergibt sich aus den Investitions- und Betriebskosten der Planung, Errichtung, Instandhaltung und des Betriebs der Netzbetriebsmittel (Leitun-

---

gen, Umspann- und Schaltstationen, Schutz- und Leittechnik etc.) einschließlich damit unmittelbar verbundener Prozesse wie z. B. der Beschaffung von Energie zur Deckung der Transportverluste.

- Ein seit einigen Jahren stetig wachsender Kostenanteil resultiert aus Maßnahmen des Engpassmanagements durch Eingriff in den Einsatz der Erzeugungsanlagen. Während sogenannte „Redispatch“-Maßnahmen im Bereich der konventionellen Kraftwerke in erster Linie bei den ÜNB anfallen, betrifft die Abregelung von EE-Erzeugungsanlagen unter Zahlung von Entschädigungen sowohl ÜNB als auch VNB. Diese auch als „Einspeisemanagement“ bezeichnete Technik der Engpassbeseitigung durch Abregelung von EE-Anlagen soll gemäß dem aktuell konsultierten Entwurf des Strommarktgesetzes unter dem Begriff der „Spitzenkappung“ in der Form weiterentwickelt werden, dass ein bestimmtes Maß an betrieblichen Eingriffen bereits bei der Netzdimensionierung berücksichtigt und damit nicht mehr nur als vorübergehende Lösung für Engpassprobleme in Betracht gezogen wird.
- Daneben gehen die Kosten betrieblicher Prozesse, die nicht unmittelbar mit der Netzbewirtschaftung zusammenhängen, aber ebenfalls zum Aufgabenspektrum der Netzbetreiber gehören, in die Netzentgelte ein. Hierzu gehören etwa die Verwaltung der Kundenbeziehungen, die Abwicklung des Netzzugangsmodells (Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem) sowie unternehmerische Querschnittsaufgaben.
- Einen signifikanten Kostenanteil speziell bei den ÜNB stellen die Kosten der Vorkhaltung von Regelleistung der Qualitäten Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve dar. Der Strommarktgesetzentwurf sieht allerdings vor, dass hiervon zukünftig ein Teil nicht mehr über die Netzentgelte, sondern über die Ausgleichsenergiepreise gewälzt wird, mit denen heute bereits die Kosten des Energieabrufs aus der Sekundärregel- und der Minutenreserve verrechnet werden.
- Eine relevante Kostenposition bei den VNB ergibt sich aus den Entgeltzahlungen für vermiedene Netzentgelte an Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen gem. § 18 StromNEV.

Ein erheblicher Teil dieser Kostenpositionen wird – neben Aspekten in der Einfluss-sphäre der Netzbetreiber – von äußeren Randbedingungen beeinflusst, die sich

regional teilweise deutlich unterscheiden und so zu regionalen Unterschieden der Entgelt-niveaus beitragen können. Solche Einflussfaktoren sind etwa

- die Besiedlungsdichte und -struktur, die sich in Kenngrößen wie der flächenmäßigen Dichte der Höchstlast, des Energieabsatzes und der Zahl der Anschlusspunkte sowie in deren Verteilung auf das Netzgebiet ausdrücken und maßgeblich darüber entscheiden, welcher Umfang an Leitungen und Stationen benötigt wird, um alle Netznutzer anzuschließen und miteinander zu verbinden,
- Umfang, Art und räumliche Verteilung der an ein Netz anzuschließenden und in dieses einspeisenden Erzeugungsanlagen, die nicht nur den Bedarf an Netzkapazität für die Einbindung der Anlagen und den Abtransport der eingespeisten Energie, sondern auch die Kosten für Engpassmanagement-Maßnahmen (insbesondere wenn der Netzausbau dem Transportbedarf nachhinkt) sowie die Höhe der an die Anlagenbetreiber auszahlenden Entgelte nach § 18 StromNEV treiben, und
- Bodeneigenschaften und die topografische Gebietseigenschaften, die den spezifischen (d. h. längen- bzw. stückbezogenen) Aufwand der Errichtung und Instandhaltung von Netzbetriebsmitteln beeinflussen.

Treiber für die Höhe der Netzentgelte sind neben Einflussfaktoren auf die Netzkosten aber auch Einflüsse im Bereich der verbrauchsseitigen Bedarfsprofile, d. h. der Leistungs- und Arbeitswerte, auf die sich die Entgeltkomponenten beziehen. Hierzu gehören Änderungen der Kundenstruktur etwa durch demografische Änderungen oder durch Ansiedlung oder Wegzug von Gewerbe- und Industriekunden wie auch Änderungen der individuellen Bedarfsprofile etwa durch Realisierung von Stromeinsparpotenzialen bei den Verbrauchsgeräten, aber auch durch hinzukommende Stromanwendungen z. B. zur Klimatisierung und Warmwasserbereitung.

Änderungen dieser Art haben zwar auch Auswirkungen auf die Netzkosten, aber die Netzkosten ändern sich keineswegs proportional zu den Leistungs- und Arbeitswerten der Entnahmen. Wenn z. B. die entnommene Arbeit bei ansonsten gleichbleibenden Verhältnissen sinkt, so ist nur eine relativ schwache und im Wesentlichen auch nur langfristig realisierbare Absenkung der Netzkosten zu erwarten. In der Folge führt dies zu einem Anstieg der Netzentgelte, da die nahezu unveränderten Kosten dann auf eine geringere Abnahmemenge umgelegt werden.

---

Ein zunehmend an Relevanz gewinnender Treiber ist zudem die Nutzung von Erzeugungsanlagen im Eigentum von Netzkunden zur (in der Regel teilweisen) Deckung des eigenen Strombedarfs (Eigenverbrauch). Da sich Netzentgelte auf die am Anschlusspunkt eines Kunden gemessenen Leistungs- und Arbeitswerte beziehen, erzielen Kunden durch Eigenverbrauch eine Absenkung ihrer Netzentgelte. Da dies meist nicht zu einer entsprechenden Absenkung der Netzkosten führt, bewirkt es in der Folge eine Erhöhung der Netzentgeltkomponenten.

### **3 Heutige Netzentgelte und Ursachen für Unterschiede**

Die nachfolgend dargestellte Übersicht über regionale Unterschiede bei den Netzentgelten bezieht sich auf eine Auswahl von Netzbetreibern in unterschiedlichen Regionen und mit unterschiedlichen Netz- und Gebietseigenschaften; ein vollständiger Vergleich der Netzentgelte der ca. 900 Netzbetreiber in Deutschland würde den Rahmen dieser Studie sprengen.

#### **3.1 Betrachtete Verteilernetzbetreiber**

Zu Beginn der Analyse wurde in Abstimmung mit dem Auftraggeber festgelegt, welche Netzbetreiber detailliert betrachtet werden sollten. Auswahlkriterien hierbei waren:

- Innerhalb jeder der vier deutschen Regelzonen (Übertragungsnetzbetreiber) sollte mindestens je ein städtischer und ein ländlicher Verteilernetzbetreiber betrachtet werden.
- Die gesamte Bandbreite der heutigen Netzentgelte sollte möglichst weitgehend abgedeckt werden: Um dies zu erreichen, wurde bei der Auswahl der Verteilernetzbetreiber ein aktueller Preisvergleich des VIK herangezogen [2].
- Es sollte eine möglichst große Bandbreite im Hinblick auf den erwarteten Zubau an EE-Anlagen v. a. mit Blick auf Windenergieanlagen und PV-Anlagen betrachtet werden; insbesondere sollten sowohl Verteilernetzbetreiber betrachtet werden, in deren Versorgungsgebiet besonders viel EE-Zubau erwartet wird, als auch solche, bei denen kaum Zubau prognostiziert wird. Um dies zu erreichen, wurde analysiert, in welchen Gebieten gemäß den in der Verteilernetzstudie des BMWi [3] benannten EE-Ausbauszenarien besonders viel und in welchen besonders wenig EE-Zubau erfolgen wird.

Auf Basis dieser Kriterien und Überlegungen wurden die in Tabelle 3.1 aufgelisteten Verteilernetzbetreiber ausgewählt. Im oberen Teil der Tabelle finden sich die Netzbetreiber mit Versorgungsgebiet in Thüringen und im unteren Teil die mit Versorgungsgebiet in den übrigen Bundesländern.

Netzbetreiber	Ort	Bundesland	Regelzone
TEN Thüringer Energienetze GmbH (TEN)	Erfurt	Thüringen	50Hertz
ENWG Energienetze Weimar GmbH	Weimar	Thüringen	50Hertz
SWE Netz GmbH	Erfurt	Thüringen	50Hertz
Licht- und Kraftwerke Sonneberg GmbH	Sonneberg	Thüringen	50Hertz
GeraNetz GmbH	Gera	Thüringen	50Hertz
E.dis AG	Fürstenwalde	Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern	50Hertz
Netz Leipzig GmbH	Leipzig	Sachsen	50Hertz
DREWAG Netz	Dresden	Sachsen	50Hertz
e-netz Süd Hessen GmbH	Darmstadt	Hessen	Amprion
Netzgesellschaft Düsseldorf mbH	Düsseldorf	Nordrhein-Westfalen	Amprion
Westnetz GmbH	Dortmund	Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und weitere	Amprion
EWE Netz GmbH	Oldenburg	Niedersachsen	Tennet
MDN Main-Donau Netzgesellschaft mbH	Nürnberg	Bayern	Tennet
Städtische Werke Netz- und Service GmbH	Kassel	Hessen	Tennet
Netze BW	Stuttgart	Baden-Württemberg	Transnet BW
Netrion GmbH	Mannheim	Baden-Württemberg	Transnet BW

*Tabelle 3.1 Betrachtete Verteilernetzbetreiber*

Ergänzend ist in Bild 3.1 in stark vereinfachter Weise die geografische Lage der Versorgungsgebiete der betrachteten Netzbetreiber veranschaulicht. Die Einwohnerzahl in den Versorgungsgebieten der hier betrachteten Netzbetreiber beträgt ca. 13 Mio. Damit werden mit den betrachteten 16 Netzbetreibern gut 15% der Endverbraucher Deutschlands abgedeckt.

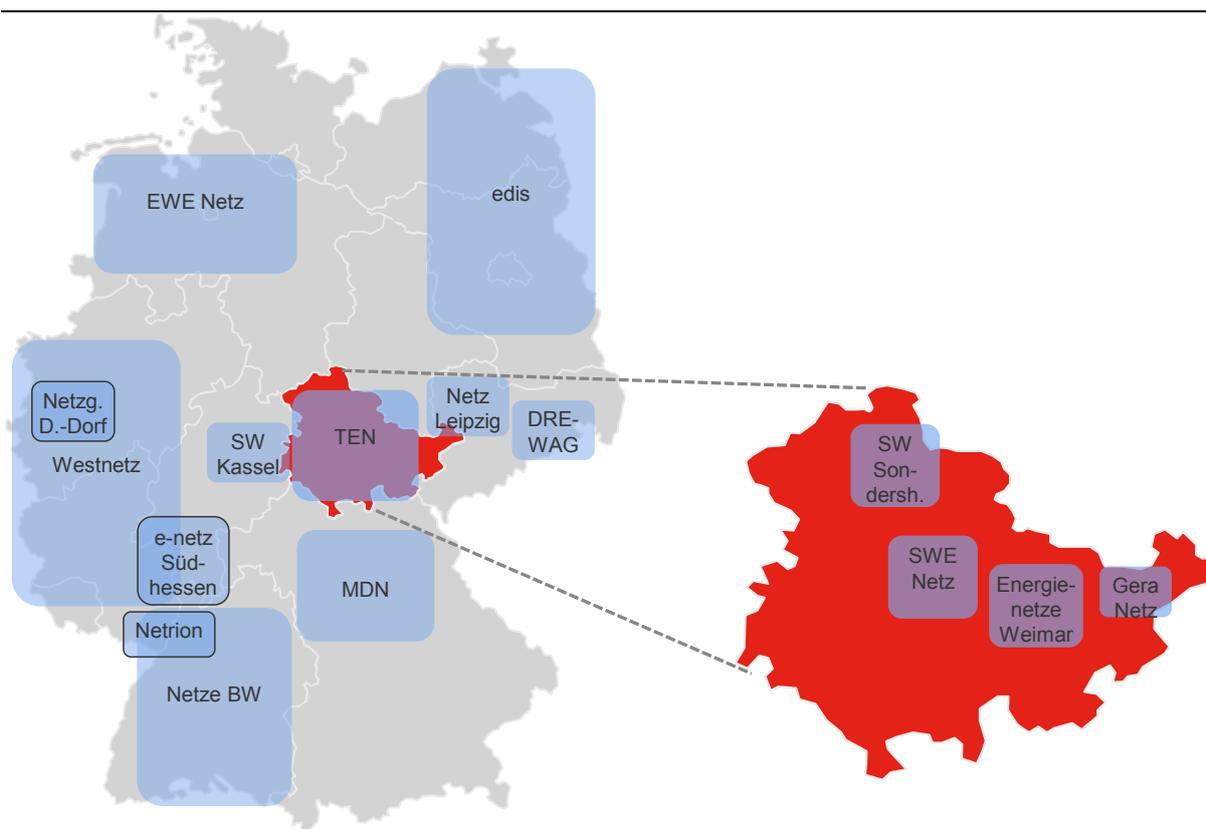


Bild 3.1 Geografische Lage der Versorgungsgebiete der betrachteten Netzbetreiber (stark vereinfacht)

### 3.2 Betrachtete Netznutzungsfälle

Zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse werden als Vergleichsmaßstab nicht einzelne Entgeltkomponenten (wie Arbeitspreis, Leistungspreis, Grundpreis), sondern die jährlich zu zahlenden Netzentgelte für bestimmte Netznutzungsfälle herangezogen. In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurden die nachfolgend aufgeführten Netznutzungsfälle betrachtet, wobei unterschieden wird nach Standardlastprofilkunden, deren Anschluss im Niederspannungsnetz (Netzebene 7) erfolgt (Tabelle 3.2), nach Kunden mit Leistungsmessung und Anschluss in denen Ebenen Nieder- bis Hochspannung (Netzebenen 7 bis 3, Tabelle 3.3) und nach Weiterverteilern mit Übergabe in den Ebenen Mittel- bis Hochspannung (Netzebenen 5 bis 3, Tabelle 3.4).

## Standardlastprofilkunden (SLP)

Kumentyp	Jahresverbrauch [kWh/a]	Beispiel
Kleinstverbraucher	500	Gemeinschaftsverbrauch in Mehrfamilienhaus (Treppenhausbeleuchtung etc.)
Haushalt klein	1.800	1-Personenhaushalt
Haushalt groß	3.500	3-Personenhaushalt
Kleingewerbe geringer Verbrauch	8.000	kleines Einzelhandelsgeschäft
Kleingewerbe hoher Verbrauch	60.000	große Bäckerei oder Fleischerei

*Tabelle 3.2 Betrachtete Standardlastprofilkunden*

**Kunden mit Leistungsmessung (RLM)**

Kundentyp Benutzungsdauer	Jahres- verbrauch [kWh/a]	Jahreshöchstleistung [kW]	Beispiel
<b>Netzebene 7 (Niederspannung)</b>			
4.000 h/a	120.000	30	Großes Lebensmittelgeschäft
1.600 h/a	120.000	75	Schulzentrum
<b>Netzebene 6 (Mittel-/Niederspannung)</b>			
4.000 h/a	1.000.000	250	Kleines Krankenhaus (ca. 150 Betten)
2.500 h/a	1.000.000	400	Bankgebäude mit einigen hundert Beschäftigten
1.600 h/a	1.000.000	625	Verwaltungsgebäude mit einigen hundert Beschäftigten
<b>Netzebene 5 (Mittelspannung)</b>			
5.000 h/a	5.000.000	1.000	Großes Krankenhaus (ca. 750 Betten)
2.500 h/a	5.000.000	2.000	kleinerer Industriebetrieb mit 2- bis 3-Schicht-Betrieb
1.600 h/a	5.000.000	3.125	kleinerer Industriebetrieb mit 1- bis 2-Schicht-Betrieb
<b>Netzebene 4 (Hoch-/Mittelspannung)</b>			
6.000 h/a	40.000.000	6.667	Herstellende Industrie mit Elektroöfen im 24-h-Betrieb
4.000 h/a	40.000.000	10.000	Herstellende Industrie im 24-h-Betrieb
2.500 h/a	40.000.000	16.000	Herstellende Industrie im Tagbetrieb
<b>Netzebene 3 (Hochspannung)</b>			
6.000 h/a	100.000.000	16.667	Herstellende Industrie mit Elektroöfen im 24-h-Betrieb
4.000 h/a	100.000.000	25.000	Herstellende Industrie

			im 24-h-Betrieb
2.500 h/a	100.000.000	40.000	Herstellende Industrie im Tagbetrieb

*Tabelle 3.3 Betrachtete Kunden mit Leistungsmessung*

## Weiterverteiler

Kumentyp	Jahresverbrauch [kWh/a]	Jahreshöchstleistung [kW]
Netzebene 5 (Mittelspannung), 2.500 h/a	20.000.000	8.000
Netzebene 4 (Hoch- /Mittelspannung), 5.000 h/a	160.000.000	32.000
Netzebene 3 (Hochspannung), 4.000 h/a	400.000.000	100.000

*Tabelle 3.4 Betrachtete Weiterverteiler*

## 3.3 Ergebnisse

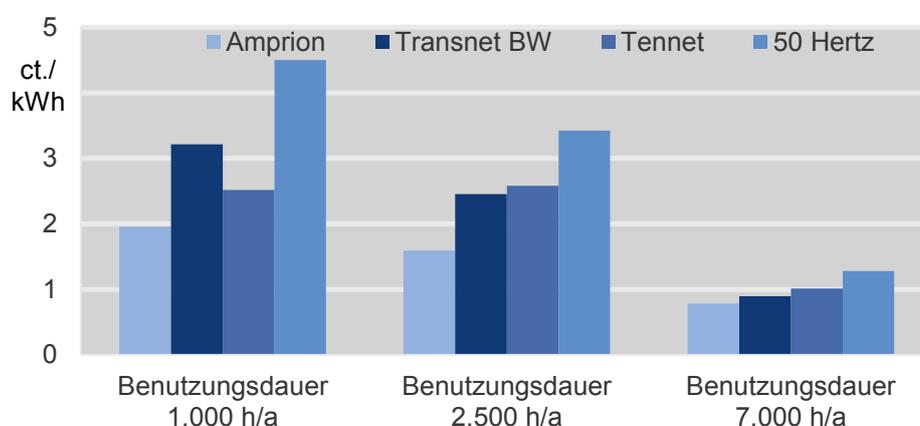
### 3.3.1 Vorbemerkungen

Die in den nachfolgenden Abschnitten dargestellten Ergebnisse beziehen sich grundsätzlich – sofern nicht anders angegeben – auf das Jahr 2015. Bei allen Preisangaben handelt es sich um Netto-Preise (also ohne Mehrwertsteuer).

In letzter Zeit werden die Entgelte der Übertragungsnetzebene vielfach als ein Grund für hohe Netzentgelte in ostdeutschen Bundesländern genannt. Um diese Aussage näher zu beleuchten, werden zunächst die Entgelte der 4 Übertragungsnetzbetreiber, die grundsätzlich in den Entgelten der Verteilernetzbetreiber enthalten sind, miteinander verglichen (Abschnitt 3.3.2). Anschließend werden die Entgelte der VNB für einzelne beispielhaft ausgewählte Netznutzungsfälle dargestellt (Abschnitt 3.3.3); eine vollständige Auswertung für alle Netznutzungsfälle findet sich in den im Rahmen dieser Studie erstellten und übergebenen Excel-Ergebnisdateien.

### 3.3.2 Übertragungsnetzebene

Für den Vergleich der Übertragungsnetzentgelte werden drei verschiedene Abnahmefälle herangezogen, die sich hinsichtlich der Benutzungsdauern deutlich voneinander unterscheiden. In allen Fällen wird von einem Anschluss in der Netzebene 2 ausgegangen, in der typischerweise Weiterverteiler oder große Industriekunden angeschlossen werden. Die Berechnungen basieren auf den vorläufigen Preisangaben für das Jahr 2016 (!), die im Herbst 2015 von den 4 ÜNB veröffentlicht wurden. Die Ergebnisse sind in Bild 3.2 dargestellt.



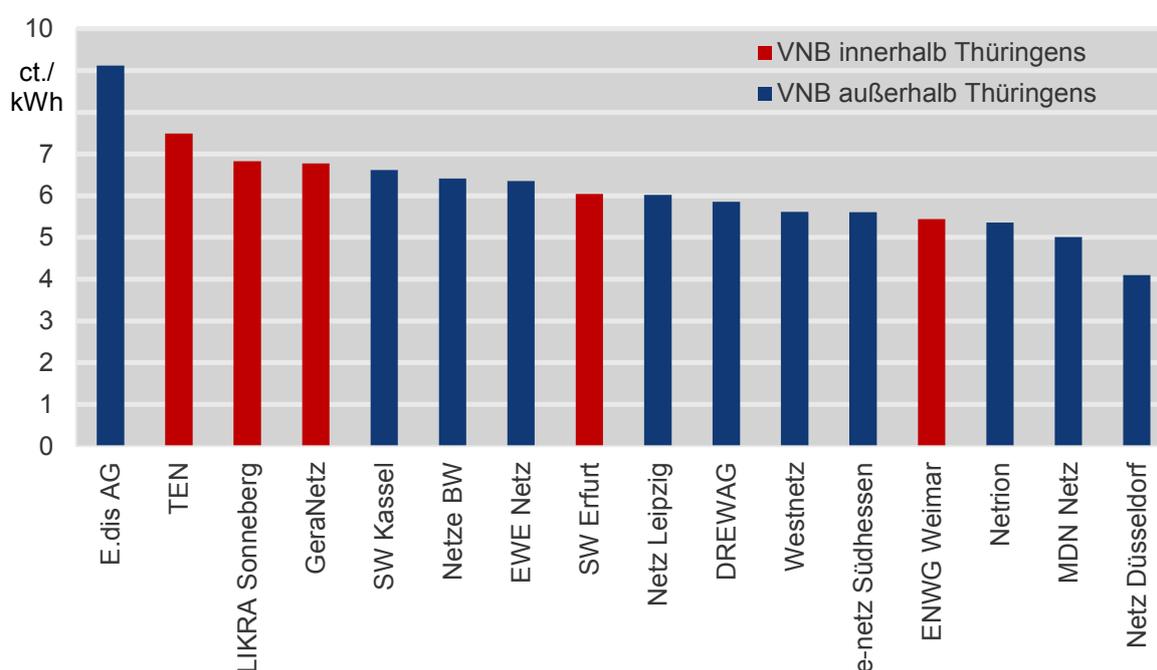
*Bild 3.2 Netzentgelte der vier deutschen ÜNB bei Anschluss in der Netzebene 2 (HöS-/HS-Ebene) für verschiedene Benutzungsdauern (vorläufige Werte für das Jahr 2016, Stand Herbst 2015)*

Es zeigt sich, dass die Netzentgelte im Jahr 2016 im Netzgebiet von 50Hertz am höchsten und im Gebiet von Amprion am niedrigsten sind. Dazwischen liegen die Netzentgelte von TenneT und Transnet BW, wobei je nach Benutzungsdauer die Entgelte in dem einen oder dem anderen Gebiet etwas höher liegen. Dem liegt eine unterschiedliche Aufteilung der Netzentgelte auf Leistungs- und Arbeitspreise (siehe Abschnitt 2.1) zu Grunde.

### 3.3.3 Verteilernetzebenen

#### Vergleich der Netzentgelte in den Netzebenen 7, 5 und 3 für *ausgewählte* *Netznutzungsfälle*

In Bild 3.3 sind die heutigen Netzentgelte zunächst für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a für die betrachteten 16 VNB dargestellt. Die Säulen für VNB in Thüringen sind rot, die für die übrigen VNB blau gefärbt.

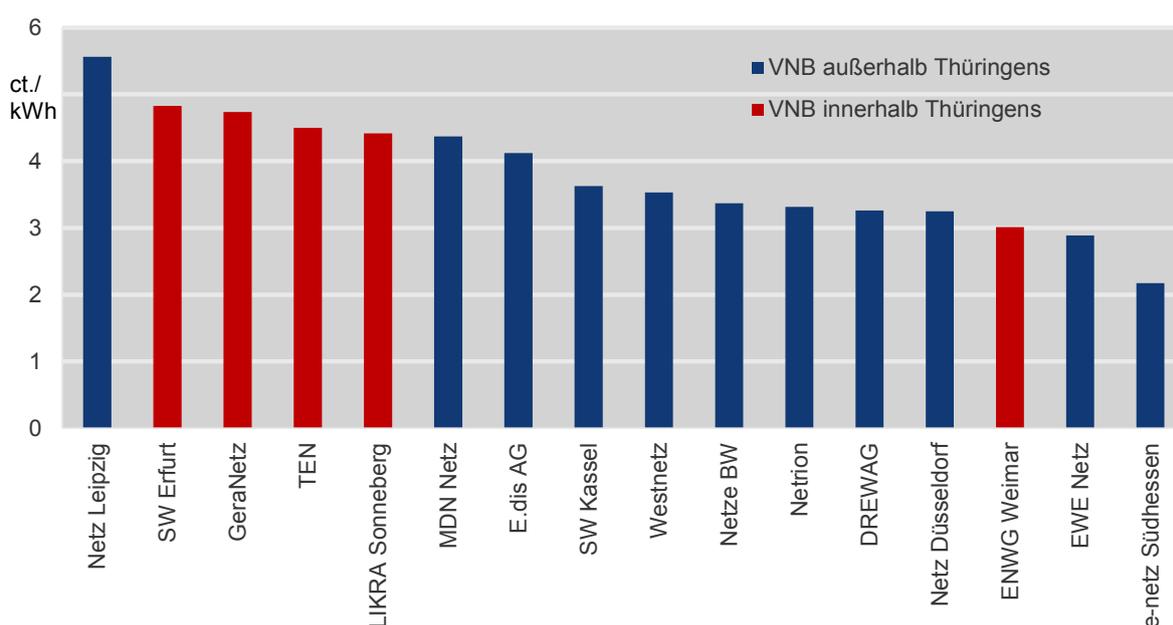


**Bild 3.3** Netzentgelte für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a (Nettopreise)

Das höchste Netzentgelt beträgt ca. 9 ct/kWh und das niedrigste ca. 4 ct/kWh. (Durch die Auswahl der betrachteten Netzbetreiber ist sichergestellt, dass diese Spannweite als repräsentativ für ganz Deutschland angesehen werden kann.) Es zeigt sich also derzeit eine erhebliche Spreizung der Netzentgelte mit einem Verhältnis von 2,2 des höchsten zum niedrigsten spezifischen Entgelt. Eine nähere Betrachtung der Lage und der Versorgungsgebiete der einzelnen Netzbetreiber zeigt, dass hohe Netzentgelte vorrangig in ländlichen, und niedrige Netzentgelte eher in städtischen Versorgungsgebieten vorzufinden sind.

Thüringer Netzbetreiber weisen tendenziell eher hohe Netzentgelte auf, wenngleich auch hier eine nennenswerte Bandbreite von ca. 5,5 ct/kWh bis ca. 7,5 ct/kWh besteht.

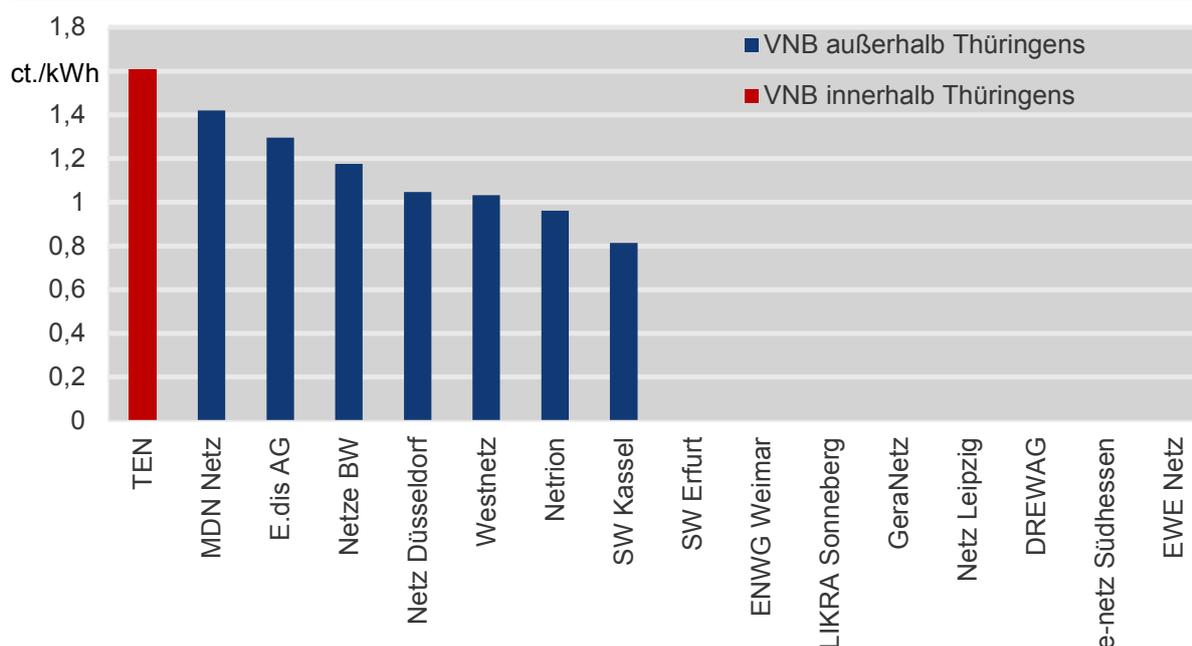
Exemplarisch für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene sind in Bild 3.4 die Netzentgelte für einen Kunden mit einem Jahresverbrauch von 5.000 MWh bei einer Benutzungsdauer von 2.500 h/a für die betrachteten 16 Verteilernetzbetreiber dargestellt.



**Bild 3.4** Netzentgelte für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)

Das höchste Netzentgelt beträgt hier ca. 5,5 ct/kWh und das niedrigste etwas mehr als 2 ct/kWh. Damit ist das Verhältnis zwischen höchstem und niedrigstem Entgelt hier mit einem Wert von 2,6 sogar noch höher als bei Haushaltskunden. Thüringer Netzbetreiber weisen mit Ausnahme der ENWG Weimar hier durchweg eher hohe spezifische Netzentgelte auf.

Schließlich sind in Bild 3.5 die Netzentgelte für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene und einem Jahresverbrauch von 100.000 MWh bei einer Benutzungsdauer von 4.000 h/a für neun der 16 betrachteten Verteilernetzbetreiber dargestellt. Die übrigen sieben Netzbetreiber betreiben kein Hochspannungsnetz.



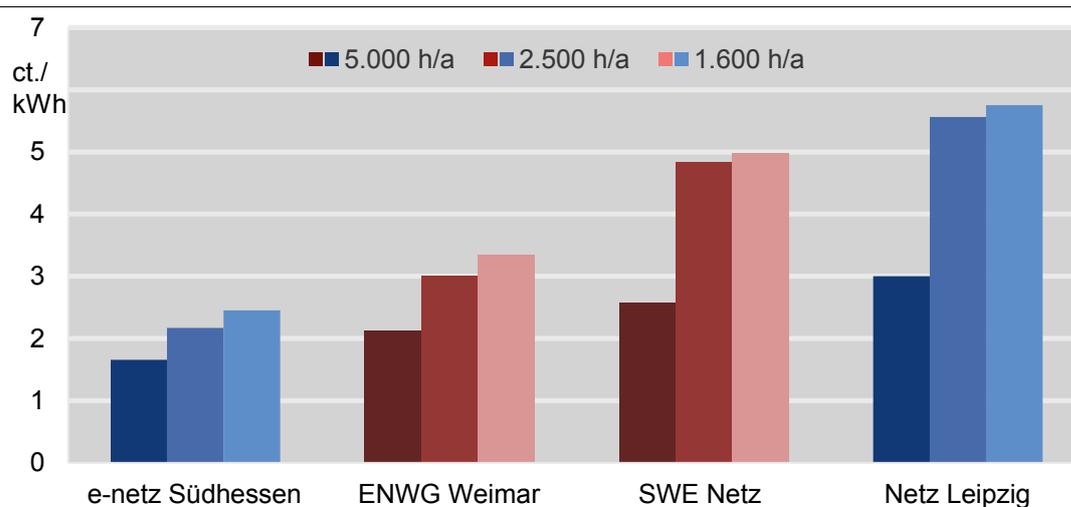
**Bild 3.5** Netzentgelte für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene

(Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)

Auch hier zeigt sich mit Werten zwischen ca. 1,9 ct/kWh und ca. 0,8 ct/kWh eine große Spannweite der Netzentgelte. Das Verhältnis zwischen höchstem und niedrigstem Entgelt liegt hier bei knapp 2,5. Der Thüringer Netzbetreiber TEN liegt hier am oberen Ende der Bandbreite.

### **Einfluss der Benutzungsdauer am Beispiel der Netzebene 5 für ausgewählte Netzbetreiber**

Um zu analysieren, inwieweit die zuvor gewonnenen Erkenntnisse zu den Bandbreiten der Netzentgelte von der Verbrauchscharakteristik der Netznutzer abhängen, werden nachfolgend verschiedene Kunden mit Anschluss in der Mittelspannung und unterschiedlicher Benutzungsdauer betrachtet. Als exemplarisches Ergebnis dieser Analysen sind in Bild 3.6 die Netzentgelte für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene bei Variation der Benutzungsdauer für ausgewählte Netzbetreiber dargestellt.



*Bild 3.6 Netzentgelte für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene bei verschiedenen Benutzungsdauern (Verbrauch 5.000 MWh/a)*

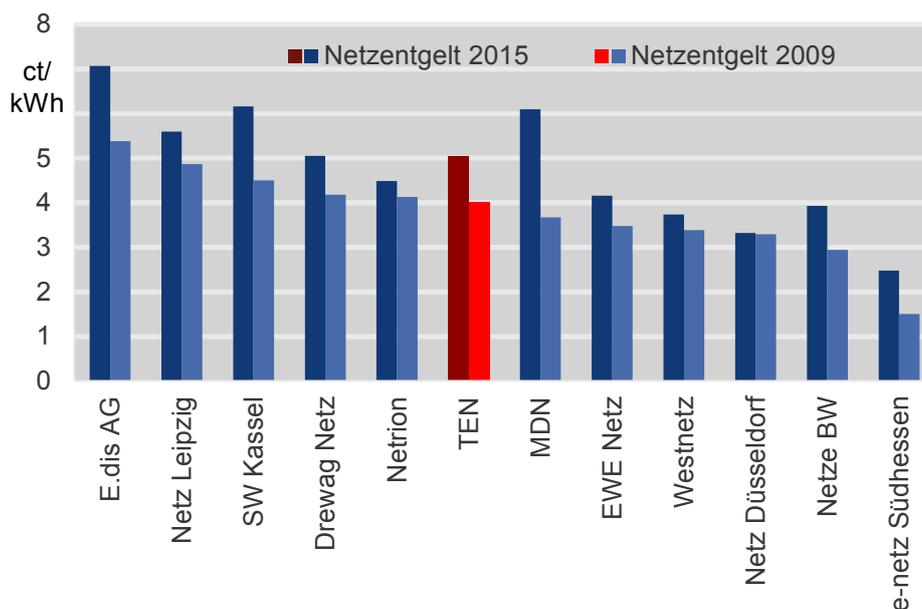
Erwartungsgemäß liegen die Netzentgelte höher, je geringer die Benutzungsdauer ist. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Beitrag des Leistungspreises zum gesamten Netzentgelt mit steigender Benutzungsdauer abnimmt. Der Vergleich zeigt allerdings auch, dass die Entgeltunterschiede zwischen den Netzbetreibern je nach Benutzungsdauer deutlich unterschiedlich ausfallen. Je höher die Benutzungsdauer, desto geringer ist die Bandbreite der Netzentgelte. Die Ursache hierfür liegt in unterschiedlichen Parametrierungen der g-Kurve (s. Abschnitt 2.1), die sich in einem unterschiedlichen Verhältnis der Leistungs- und Arbeitspreise widerspiegeln.

Somit ist festzuhalten, dass das Ausmaß der Netzentgeltunterschiede stark von den Parametern des jeweils betrachteten Netznutzungsfalls abhängt. Bei den nachfolgenden Ausführungen zur zukünftigen Entwicklung der Netzentgelte und zu den Auswirkungen verschiedener Ansätze zur Entgeltangleichung werden beispielhaft Netznutzungsfälle mit mittleren Benutzungsdauern betrachtet. Vollständige Ergebnisse zu allen betrachteten Netznutzungsfällen finden sich in den zur Projektdokumentation gehörenden Excel-Dateien.

### **3.4 Vergleich mit Netzentgelten vor Beginn des starken EE-Zubaus**

Betrachtet man die Netzentgelte aus einem Zeitraum vor Beginn des starken EE-Zubaus (hier: 2009), so ist festzustellen, dass die heute beobachteten Entgeltunter-

schiede bereits zu einem großen Teil zu dieser Zeit vorhanden waren. In Bild 3.7 sind die Netzentgelte für Kunden mit Anschluss in der NS-Ebene aus den Jahren 2009 und 2015 für einige der in dieser Studie betrachteten Netzbetreiber gegenübergestellt (Bezeichnung gemäß heutigen Namen). Bei den dargestellten Netzentgelten handelt es sich um Mittelwerte über verschiedene Benutzungsdauern.



*Bild 3.7 Vergleich der Netzentgelte in der NS-Ebene aus den Jahren 2009 und 2015*

*(Mittelwerte bei 1.600 h/a; 2.500 h/a; 4.000 h/a.); Quellen: [1], [2]*

Aktuell (im Jahr 2015) beträgt die Differenz zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Entgelt (Mittelwert über verschiedene Benutzungsdauern) der hier betrachteten Netzbetreiber ca. 4,5 ct/kWh, was etwa einer Spreizung um den Faktor 2,8 entspricht. Zwar betrug der Unterschied zwischen dem niedrigsten und dem höchsten Entgelt der betrachteten Netzbetreiber im Jahr 2009 nur etwas mehr als 3,5 ct/kWh, allerdings bei insgesamt deutlich niedrigerem Preisniveau. Der Spreizungsfaktor betrug hier sogar etwas mehr als 3 und lag damit sogar etwas über dem heutigen. Im Jahr 2009 betrug die in EE-Anlagen installierte Leistung jedoch weniger als die Hälfte der heutigen Leistung. Zu diesem Zeitpunkt waren mit Ausnahme der unmittelbaren Anschlussleitungen, deren Kosten in der Regel von den Anlagenbe-

treibern getragen werden, allenfalls vereinzelt EE-bedingte Netzausbauten erforderlich.

Dies verdeutlicht, dass der größere Teil der heutigen Netzentgeltunterschiede offensichtlich nicht EE-bedingt, sondern strukturbedingt ist. Gleichwohl ist in Anbetracht der – gegenüber dem Jahr 2009 aktuell noch vergleichsweise geringen – Aufweitung der Entgeltunterschiede anzuerkennen, dass der EE-Ausbau bereits jetzt zu einer Zunahme der Entgeltunterschiede geführt hat, die sich künftig noch verstärken kann, wie die Ergebnisse in den nachfolgenden Kapiteln zeigen.

### **3.5 Zusammenfassung der Erkenntnisse**

Die Analysen zum heutigen Netzentgeltniveau lassen große Unterschiede zwischen den betrachteten Netzbetreibern erkennen. Die Spreizung der Entgelte hängt dabei in hohem Maße vom betrachteten Netznutzungsfall und hier insbesondere von der Benutzungsdauer ab. Je höher die Benutzungsdauer, desto geringer ist die Bandbreite der Netzentgelte. Bei mittleren Benutzungsdauern liegen die höchsten Entgelte – je nach Anschlussnetzebene – etwa um den Faktor 2 bis 2,5 höher als die niedrigsten Entgelte. Tendenziell ist die Spreizung in höheren Netzebenen etwas stärker ausgeprägt als in niedrigeren Netzebenen. Industriekunden, deren Anschluss oftmals in der Hochspannungsebene erfolgt, sind also etwas stärker betroffen als Haushalts- und Kleingewerbekunden mit Anschluss in der Niederspannungsebene.

Thüringer Netzbetreiber weisen tendenziell eher hohe Netzentgelte auf, wengleich auch hier nennenswerte Bandbreiten vorliegen. Eine nähere Betrachtung der Lage und der Versorgungsgebiete der einzelnen Netzbetreiber zeigt, dass hohe Netzentgelte vorrangig in ländlichen und niedrige Netzentgelte eher in städtischen Versorgungsgebieten vorzufinden sind.

Betrachtet man die Netzentgelte aus einem Zeitraum vor Beginn des starken EE-Zubaus, so ist festzustellen, dass die heute vorhandenen Entgeltunterschiede bereits zu einem großen Teil zu dieser Zeit vorhanden waren. Dies verdeutlicht, dass der größere Teil der heutigen Netzentgeltunterschiede offensichtlich nicht EE-bedingt sondern strukturbedingt ist. Gleichwohl ist anzuerkennen, dass der EE-Ausbau bereits bis heute zu einer gewissen Zunahme der Entgeltunterschiede geführt hat, die

---

sich künftig noch verstärken kann, wie die Ergebnisse in den nachfolgenden Kapiteln zeigen.

---

## 4 Prognose zur Entwicklung der Netzentgelte bis 2025

### 4.1 Vorbemerkung

Änderungen der Netzentgelte können sich grundsätzlich durch Änderungen der Netzkosten und/oder durch Mengenänderungen der Kostenträger (Leistung, Arbeit, Kundenzahl) ergeben. Bei der nachfolgenden Untersuchung der zukünftigen Entwicklung der Entgelt-niveaus werden jedoch ausschließlich kostenseitige Änderungen betrachtet, da im Zeithorizont bis 2025 keine wesentlichen, systematischen Änderungen der verbrauchsseitigen Mengenverhältnisse abzusehen sind. Die tatsächliche Entwicklung kann aber durchaus auch durch Änderungen in diesem Bereich beeinflusst werden.

Unter dem Begriff Prognose ist hier keine umfassende Prognose der künftigen Netzentgelte zu verstehen, sondern es werden gezielt bestimmte Einflussfaktoren in ihrer Wirkung auf künftige Netzentgelte bestimmt. Der Fokus der betrachteten Einflussfaktoren liegt auf Veränderungen der Netzkosten, die mit dem weiteren Zubau von EE-Anlagen verbunden sind. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass die hier nicht betrachteten Einflussfaktoren keinen systematischen Einfluss auf die hier analysierten EE-bedingten Zunahmen der Entgeltunterschiede haben.

### 4.2 Prognose der Netzkostenentwicklung

#### Netzkostenbestandteile

Im Rahmen dieser Studie werden insbesondere die Steigerungen der Netzkosten betrachtet, die auf den EE-Zubau zurückzuführen sind. Vor diesem Hintergrund sind hier im Bereich der Verteilernetzbetreiber folgende drei Kostenbestandteile näher zu betrachten:

- Kosten für Investitionen in und Betrieb der Netzinfrastruktur
- Kosten durch Entgeltzahlungen für vermiedene Netzentgelte gemäß § 18 Strom-NEV (siehe auch Abschnitt 2.1)
- Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen

Im Übertragungsnetz sind darüber hinaus noch Kosten für sogenannte Redispatchmaßnahmen relevant. Deren Entwicklung in den nächsten ca. 10 Jahren (Betrachtungshorizont der Studie) kann allerdings nicht seriös quantifiziert werden, da sie in hohem Maße vom Fortschritt des Übertragungsnetzausbaus abhängig sind. Je zügiger der Netzausbau erfolgt, desto weniger Engpässe werden auftreten und desto geringer werden Umfang und Kosten von Redispatchmaßnahmen sein. Derzeit ist kaum absehbar, wie zügig der Übertragungsnetzausbau voranschreitet; insbesondere ist fraglich, welche der im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Nord-Süd-Trassen bis 2025 realisiert sein werden. Somit stellen nachfolgende Betrachtungen tendenziell eine untere Abschätzung des Kostenanstiegs im Übertragungsnetz dar. Ferner ist zu beachten, dass etwaige Kostensteigerungen durch die allgemeine Preisentwicklung (Inflation) nicht betrachtet werden.

### **Bestimmung der heutigen Netzkosten**

Um die Entwicklung der Netzentgelte abzuschätzen, müssen zunächst die heutigen Netzkosten bestimmt werden. Deren exakte Bestimmung ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich, da keine entsprechenden Kostenangaben vorliegen und die Kosten auch nicht exakt aus den Netzentgelten abgeleitet werden können. Sie können jedoch näherungsweise aus den Netzentgelten in Verbindung mit Angaben zu den Höchstlasten je Netzebene ermittelt werden. Ein exemplarischer Abgleich der so abgeschätzten Werte mit realen Netzkosten hat gezeigt, dass dieses Vorgehen zu plausiblen Schätzwerten führt.

### **Prognose der Netzinfrastrukturkosten**

Zur Prognose der Netzinfrastrukturkosten werden hier in Abstimmung mit dem Auftraggeber im Kern die Ergebnisse der BMWi-Verteilernetzstudie verwendet [3]. Dabei werden die im Abschlussbericht zu dieser Studie zum Szenario EEG 2014 dokumentierten Zahlenwerte herangezogen. Das Szenario EEG 2014 berücksichtigt die aktuellen Förderrandbedingungen und stellt damit das Szenario dar, das aus heutiger Sicht die wahrscheinlichste Entwicklung der nächsten 10 Jahre abbildet.

In der BMWi-Verteilernetzstudie wird der Netzausbaubedarf in den Ebenen der Nieder- und Mittelspannung anhand von Typnetzen, differenziert nach verschiedenen „Modellnetzklassen“ bestimmt. Die Verteilernetzbetreiber Deutschlands werden diesen Modellnetzklassen zugeordnet, so dass aus den Ergebnissen der Studie letztlich differenzierte Angaben zum prozentualen Netzausbau je Netzbetreiber und Netzebene (Nieder- und Mittelspannung) ableitbar sind. Diese differenzierten Angaben werden in der vorliegenden Studie verwendet, um die Netzkostenentwicklung für jeden der hier betrachteten Netzbetreiber (siehe Abschnitt 3.1) zu bestimmen.

Für die Netze der Hochspannungsebene wird der Netzausbaubedarf in der BMWi-Studie differenziert nach Bundesländern angegeben. Die Aufteilung des Netzausbaubedarfs auf einzelne Netzbetreiber erfolgt in der vorliegenden Studie anhand des Verhältnisses der Versorgungsfläche des jeweiligen Netzbetreibers zur Gesamtfläche des Bundeslandes.

Generell erfolgt eine lineare Interpolation der Ergebnisse aus der BMWi-Studie auf das in der vorliegenden Studie betrachtete Jahr 2025.

Für die Netze der Übertragungsebene werden zur Bestimmung der Ausbaukosten die bis 2025 gemäß BBPIG und EnLAG vorgesehenen Ausbaumaßnahmen herangezogen. In vereinfachter Weise wird der Kostenzuwachs aus dem Zuwachs der Leitungslänge abgeschätzt. Ferner wird hier die jüngst beschlossene vorrangige Verkabelung der Gleichstromleitungen berücksichtigt. Konkret wird hierzu in vereinfachter Weise angenommen, dass die Kosten der betroffenen Kabelverbindungen im Durchschnitt um den Faktor 4 über denen einer entsprechenden Freileitungsverbindung liegen.

### **Prognose der Kosten für vermiedene Netzentgelte**

Die Kosten durch Entgeltzahlungen an dezentrale Erzeuger für vermiedene Netzentgelte setzen sich zusammen aus den Kosten für vermiedene Arbeit und denen für vermiedene Leistung. Um die auf vermiedene Arbeit entfallenden Kosten exakt zu berechnen, müssten zunächst die Einspeisemengen je Netzebene bestimmt werden. Unter Berücksichtigung der Netzentgelte der jeweils nächsthöheren Netzebene können dann die auf die vermiedene Arbeit entfallenden Kosten bestimmt werden. Um

die auf die vermiedene Leistung entfallenden Kosten exakt zu bestimmen, müsste die tatsächlich erzielte vermiedene Leistung berechnet werden, was eine detaillierte Analyse der Last- und Einspeisecharakteristik der betrachteten Netzgebiete erfordern würde. Abgesehen davon, dass die hierfür erforderlichen umfangreichen Daten nicht verfügbar sind, ist eine so detaillierte Vorgehensweise hier auch nicht erforderlich.

Stattdessen wird aus verfügbaren Angaben zu heutigen vermiedenen Netzentgelten und Angaben zu installierten EE-Leistungen ein Durchschnittswert für die vermiedenen Netzentgelte je installierter Leistung, differenziert nach EE-Technologien und Netzebene, bestimmt. Hierin ist das unterschiedliche Verhältnis von vermiedener Arbeit und vermiedener Leistung je EE-Technologie implizit berücksichtigt. So ist die mit dargebotsabhängigen EE-Anlagen (v.a. PV und WEA) erzielbare vermiedene Leistung sehr gering, während sie bei Biogas- oder Biomasseanlagen einen großen Teil der installierten Leistung erreichen kann. Anhand dieser Koeffizienten wird für jeden betrachteten Netzbetreiber aus den individuellen Prognosen zum Zubau an EE-Leistung je Netzebene ein Wert für die vermiedenen Netzentgelte berechnet.

### **Prognose der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen**

Gemäß Angaben der BNetzA betragen die Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen (EinsMan) im Jahr 2013 ca. 43 Mio. €/a. Zwar lagen sie damit mehr als eine Größenordnung unterhalb der Kosten für vermiedene Netzentgelte, allerdings ist künftig insbesondere auch vor dem Hintergrund der aktuell vorgesehenen Regelungen zur sog. Spitzenkappung, d. h. einem bereits bei der Netzplanung berücksichtigten systematischen Einsatz von EinsMan, ein weiterer erheblicher Anstieg dieser Kosten zu erwarten.

Eine genaue Prognose dieser Kosten würde detaillierte Analysen der Engpasssituation in den betrachteten Netzen erfordern, was im Rahmen der vorliegenden Studie nicht möglich war. Stattdessen wird in Orientierung an den oben erwähnten Regelungen zur Spitzenkappung vereinfachend angenommen, dass 3% der Energieerzeugung künftiger EE-Anlagen abgeregelt wird. Die hierbei entstehenden Kosten werden anhand der Vergütungssätze gemäß EEG bestimmt.

---

### 4.3 Prognose der künftigen Netzentgelte

Die Prognose der künftigen Netzentgelte setzt auf den zuvor dargestellten Prognosen der Netzkosten auf. Dabei ist es nicht ausreichend, eine proportionale Entwicklung von Netzkosten und Netzentgelten zu unterstellen, weil über die Kostenwälzung teilweise Verschiebungen zwischen den verschiedenen Netzebenen auftreten können. Stattdessen werden die zu erwartenden Netzentgeltveränderungen auf Basis eines Werkzeugs berechnet, in dem das aktuelle System der Netzentgeltkalkulation einschließlich der Kostenwälzung modellhaft, aber in allen wesentlichen Wirkungsmechanismen abgebildet ist. Dieses Werkzeug wurde im Rahmen einer Vorarbeit für eine typische Abnahmestruktur (Höchstlasten und Verbräuche je Netzebene) kalibriert. Voranalysen zeigen, dass es für die hier angestrebte Bestimmung der Zunahme der Netzentgelte infolge einer Zunahme der Netzkosten ausreicht, diese typische Abnahmestruktur heranzuziehen; eine detaillierte Abbildung der Abnahmestruktur für jeden Netzbetreiber ist somit nicht erforderlich.

Anhand dieses Werkzeugs wird auf Basis der für jeden betrachteten Netzbetreiber und jede Netzebene bestimmten Kostenzunahme eine Veränderung (in der Regel Zunahme) der Netzentgelte je Netzebene berechnet. Grundsätzlich wird dabei implizit unterstellt, dass die Netzentgelte ad-hoc an die Kostenentwicklung angepasst werden. In der Realität ist dies aus verschiedenen Gründen nicht der Fall.

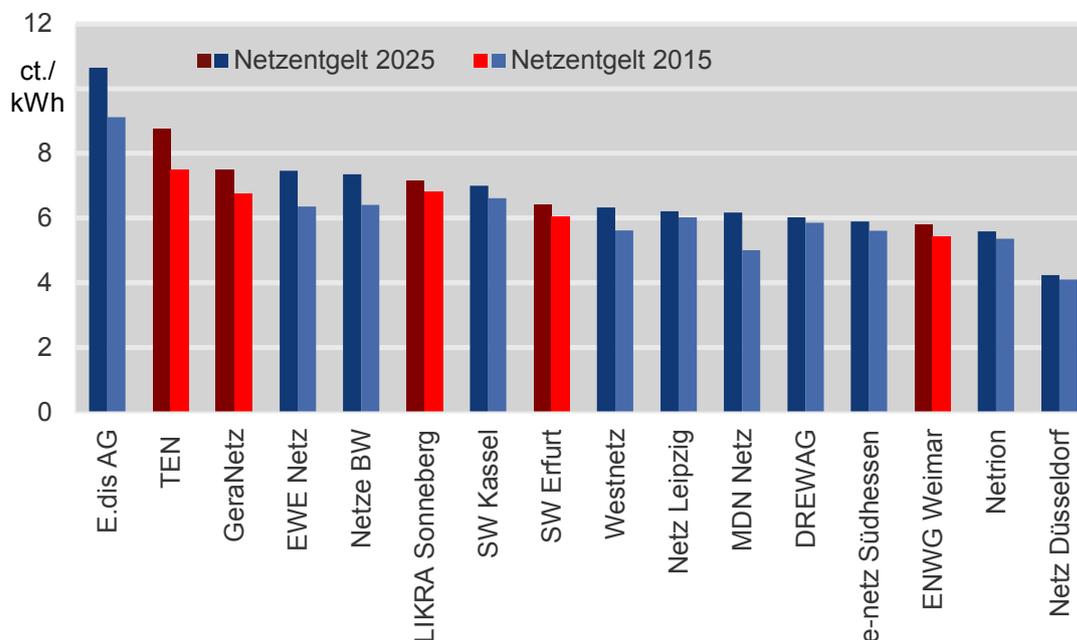
### 4.4 Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Prognosen für das Jahr 2025 – analog zu den Ergebnissen für die heutigen Netzentgelte in Abschnitt 3.3.3 – anhand ausgewählter Netznutzungsfälle dargestellt. Auch hierzu findet sich ergänzend in den zur Projektdokumentation gehörenden Excel-Dateien eine vollständige Auflistung aller Detailergebnisse.

#### **Vergleich der Netzentgelte 2025 in den Netzebenen 7, 5 und 3 für *ausgewählte Netznutzungsfälle***

In Bild 4.1 sind die für das Jahr 2025 prognostizierten Netzentgelte im Vergleich zu den heutigen Netzentgelten zunächst für einen Haushaltskunden mit einem Ver-

brauch von 3.500 kWh/a für die betrachteten 16 VNB dargestellt (rote Säulen für thüringische und blaue für sonstige VNB).



*Bild 4.1 Netzentgelte 2025 und 2015 für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a (Nettopreise)*

Generell ist bis 2025 für alle betrachteten Netzbetreiber eine Zunahme der Netzentgelte zu erwarten. Die Höhe der einzelnen Zunahmen weist allerdings deutliche Unterschiede auf, so dass der Spreizungsfaktor der Netzentgelte zwischen niedrigstem und höchstem Entgelt von ca. 2,2 im Jahr 2015 auf ca. 2,5 im Jahr 2025 zunimmt.

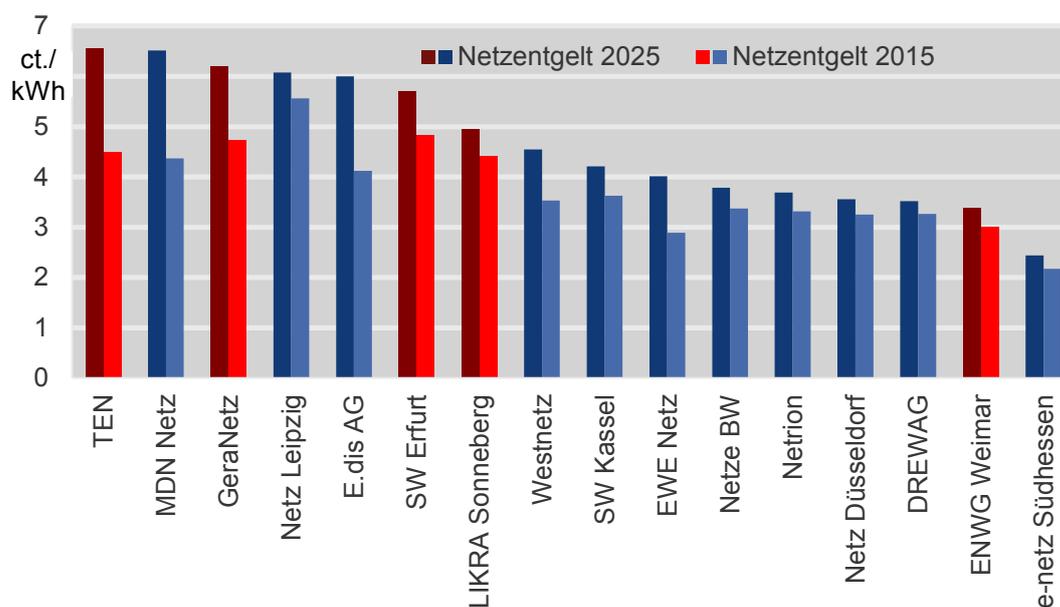
Tendenziell steigen die Netzentgelte bei den Unternehmen, bei denen das Entgeltniveau bereits im Jahr 2015 hoch ist, stärker an, als bei denen mit einem heute geringeren Niveau.

Von den betrachteten Thüringer Unternehmen ist TEN am stärksten von einem Entgeltanstieg betroffen. Thüringer Netzbetreiber weisen auch in 2025 tendenziell eher hohe Netzentgelte auf, wengleich auch hier weiterhin eine nennenswerte Bandbreite zwischen knapp 6 ct/kWh und knapp 9 ct/kWh zu erwarten ist.

Nähere Analysen zeigen, dass der größte Teil der Entgeltzunahmen auf die Zunahme der Netzinfrastrukturkosten zurückzuführen ist. Die Zunahme der vermiedenen Netzentgelte und die Zunahme der Übertragungsnetzentgelte folgen an zweiter Stel-

le mit – je nach Netzebene – etwa gleichem Einfluss. Die Zunahme der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen ist demgegenüber eher untergeordnet.

Exemplarisch für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene sind in Bild 4.2 die für das Jahr 2025 prognostizierten Netzentgelte im Vergleich zu den heutigen Entgelten für einen Kunden mit einem Jahresverbrauch von 5.000 MWh bei einer Benutzungsdauer von 2.500 h/a für die betrachteten 16 VNB dargestellt.



*Bild 4.2 Netzentgelte 2025 im Vergleich zu 2015 für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)*

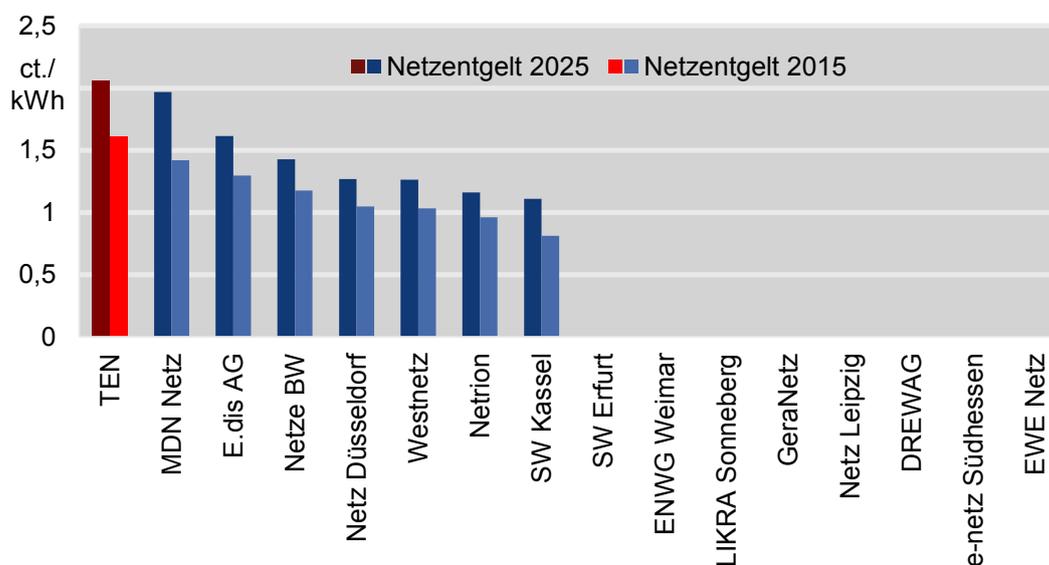
Hier zeigt sich eine teilweise erhebliche Zunahme der Netzentgelte, die bei einzelnen Netzbetreibern bis zu 50% beträgt (hier MDN). Diese großen Steigerungen sind darauf zurückzuführen, dass ein Großteil des erforderlichen EE-bedingten Netzausbaus in den Netzen der Mittelspannungsebene erfolgt. Die hier entstehenden Kosten spiegeln sich deutlich in den Netzentgelten dieser Ebene wider.

Trotz dieser in Einzelfällen starken Kostenanstiege nimmt der Spreizungsfaktor zwischen niedrigsten und höchsten Entgelten hier nur geringfügig von 2,6 im Jahr 2015 auf 2,7 im Jahr 2025 zu. Dies ist eine Folge des regional sehr unterschiedlichen Ausbaubedarfs. Dies drückt sich darin aus, dass die Reihenfolge der Netzbetreiber

bei Sortierung nach Höhe der Netzentgelte im Jahr 2025 anders ausfällt, als dies in 2015 der Fall ist (Bild 3.3).

Mit Blick auf die Thüringer Netzbetreiber ist überwiegend ein deutlicher Anstieg der Entgelte in dieser Netzebene zu verzeichnen, mit der Folge, dass diese dann mehrheitlich im oberen Bereich des Spektrums liegen.

Schließlich sind in Bild 4.3 die für das Jahr 2025 prognostizierten Netzentgelte im Vergleich zu den heutigen für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene und einem Jahresverbrauch von 100.000 MWh bei einer Benutzungsdauer von 4.000 h/a für neun der 16 betrachteten VNB dargestellt. Die übrigen sieben VNB betreiben kein Hochspannungsnetz.



**Bild 4.3** Netzentgelte 2025 und 2015 für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene (Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)

Auch in der Netzebene 3 ist durchweg eine Zunahme der Netzentgelte zu verzeichnen. Die regionalen Unterschiede des Ausbaubedarfs fallen in dieser Netzebene geringer aus als in der Netzebene 5, was sich auch darin ausdrückt, dass die Spreizung der Entgelte in 2025 in etwa derjenigen aus 2015 entspricht.

## 4.5 Zusammenfassung der Erkenntnisse

Die Prognosen zur künftigen Entwicklung der Netzentgelte zeigen, dass der EE-Zubau zu teilweise erheblichem Netzausbau und damit auch zu teilweise signifikanten Anstiegen der Netzkosten führt. Bei heutiger Entgeltsystematik sind damit auch teilweise deutlich steigende Entgelte und damit eine Ausweitung der Entgeltunterschiede verbunden. Generell sind in allen Netzebenen erhebliche Unterschiede der Kostenzunahmen abhängig vom Ausmaß des EE-Zubaus zu verzeichnen. Die größten Zuwächse sind in der Mittel- und Hochspannung zu erwarten. Bei einigen Netzbetreibern sind für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene Entgelterhöhungen um bis zu 50% zu erwarten. Diese deutlich unterschiedlichen Entgelterhöhungen haben eine Ausweitung der Entgeltspreizung zur Folge. So nimmt der Unterschied zwischen niedrigstem und höchstem Entgelt für einen Haushaltskunden von derzeit ca. 5 ct/kWh auf ca. 7 ct/kWh zu.

Von den betrachteten Thüringer Netzbetreibern ist TEN am stärksten von der Entgeltzunahme betroffen.

Nähere Analysen zeigen, dass der größte Teil der Entgeltanstiege für Kunden mit Anschluss in den Verteilernetzebenen auf die Zunahme der Netzinfrastrukturkosten zurückzuführen ist. Die Anstiege der vermiedenen Netzentgelte und der Übertragungsnetzentgelte folgen an zweiter Stelle mit – je nach Netzebene – etwa gleichem Einfluss. Die Zunahme der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen ist demgegenüber eher untergeordnet.

Für Kunden mit direktem Anschluss an das Übertragungsnetz können die Zunahmen der Netzinfrastrukturkosten und der Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen in einer ähnlichen Größenordnung liegen. Zum Jahresbeginn 2016 sind die Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement insbesondere bei 50Hertz, also bei dem für Thüringen relevanten Übertragungsnetzbetreiber, aber auch bei TenneT, erheblich gestiegen. Gleichwohl ist zu beachten, dass hier starke Wechselwirkungen bestehen; der Ausbau der Netzinfrastruktur sollte mittelfristig wieder zu einer Verringerung des Redispatch-Bedarfs und der damit verbundenen Kosten führen.

## **5 Ansätze zur Angleichung der regionalen Netzentgeltniveaus**

### **5.1 Übersicht über betrachtete Ansätze**

Folgende Ansätze zur Dämpfung der Spreizung der Netzentgelte werden in den nachfolgenden Abschnitten zunächst konzeptionell dargestellt und anschließend hinsichtlich ihrer quantitativen Wirkungen im Hinblick auf die Entgeltniveaus untersucht:

- Bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte
- Wegfall der Zahlung vermiedener Netzentgelte (vNE) an dezentrale Erzeuger
- Bundesweite Wälzung der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen
- EE-bedingte Infrastrukturkosten – Projektbezogene Bestimmung und bundesweite Wälzung dieser Kosten
- EE-bedingte Infrastrukturkosten – Modellnetzbasierter Abschätzung und bundesweite Wälzung dieser Kosten
- EE-bedingte Infrastrukturkosten – Linear pauschalierte Abschätzung und bundesweite Wälzung dieser Kosten
- Erhebung von Baukostenzuschüssen für EE-Anlagen
- Vollständige Vereinheitlichung der Verteilernetzentgelte

Die Quantifizierung der Auswirkungen einer Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte wird anhand der (vorläufigen) Entgelte des Jahres 2016 dargestellt. Für alle anderen Varianten werden die Auswirkungen aufgezeigt, wie sie sich aus den Prognosen für das Jahr 2025 ergeben.

### **Implikationen für Anreizregulierung**

Netzentgelte werden, wie in Kap. 2 erläutert, so kalkuliert, dass sie die von der für einen VNB zuständigen Regulierungsbehörde festgelegte Erlösbergrenze decken. Bei der Ermittlung der Erlösbergrenzen werden die Instrumente der Anreizregulierung gemäß ARegV angewandt. Maßnahmen zur Dämpfung der regionalen Netzent-

geltunterschiede sollten möglichst keinen Einfluss auf die Ergebnisse der Anreizregulierung und damit die Anreizsituation der VNB haben, da ansonsten die Instrumente der Anreizregulierung evtl. zur Korrektur dieser Einflüsse ihrerseits angepasst werden müssten.

Alle oben genannten Ansätze erfüllen diese Bedingung, die Anreizsituation der VNB nicht zu beeinflussen, da sie entweder

- eine Kostenposition beeinflussen, die zu den „dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten“ zählt und die somit auf anreizneutrale Weise in die Erlösobergrenze „durchgereicht“ wird, wie z. B. die vorgelagerten Netzentgelte (hier speziell die Entgelte der ÜNB), die Zahlungen für vNE sowie (jedenfalls zurzeit) die Einspeisemanagement-Kosten, oder
- die Erlösobergrenze gar nicht beeinflussen, sondern nur bewirken, dass ein Teil der Erlösobergrenze nicht von den Verbrauchern im Gebiet des jeweiligen VNB, sondern von allen Verbrauchern bundesweit getragen wird (über einen bundesweiten Wälzungsmechanismus).

Speziell im Fall der Einspeisemanagement-Kosten wird allerdings mitunter diskutiert, ob diese nicht sinnvoller als beeinflussbare Kosten behandelt werden sollten, um VNB einen Anreiz zur gesamtkostenoptimalen Abwägung von Netzausbau und Einspeisemanagement zu vermitteln. Bei einer solchen Gestaltung würde der Ansatz der bundesweiten Wälzung der Einspeisemanagement-Kosten durchaus die Anreizsituation beeinflussen, was diesen Ansatz dann grundsätzlich fragwürdig erscheinen lassen würde.

## **5.2 Bundesweite Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte**

In den Übertragungsnetzen ist der aktuelle und der für die nächsten 1-2 Jahrzehnte vorhergesehene Investitionsbedarf besonders stark auf die Änderungen im Erzeugungssektor bezogen, die im Wesentlichen durch Entscheidungen auf Bundesebene getrieben sind. Bereits heute sind hier für bestimmte Kostenbereiche bundesweite Ausgleichsmechanismen etabliert. Eine Vereinheitlichung der Netzentgelte ist auf dieser Ebene daher besonders naheliegend und in Orientierung an bestehenden Mechanismen grundsätzlich vergleichsweise leicht umsetzbar, wenngleich im Detail

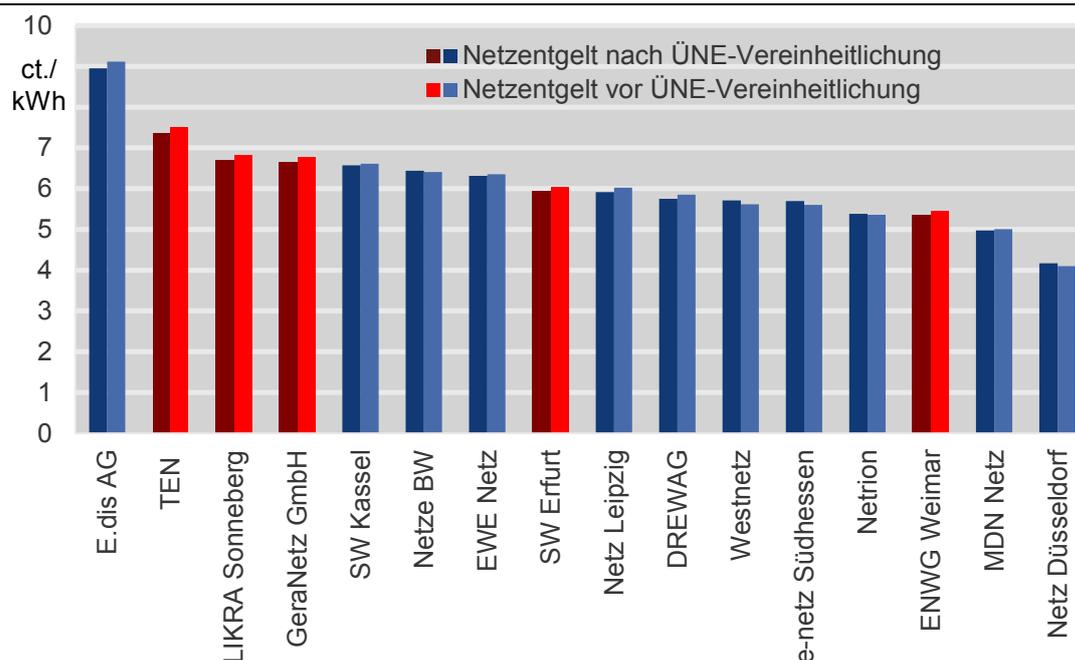
---

verschiedene Gestaltungsfragen zu klären sind (siehe unten). Diese Maßnahme ist auch Teil der Vorschläge der Bundesregierung im Rahmen des Weißbuchprozesses.

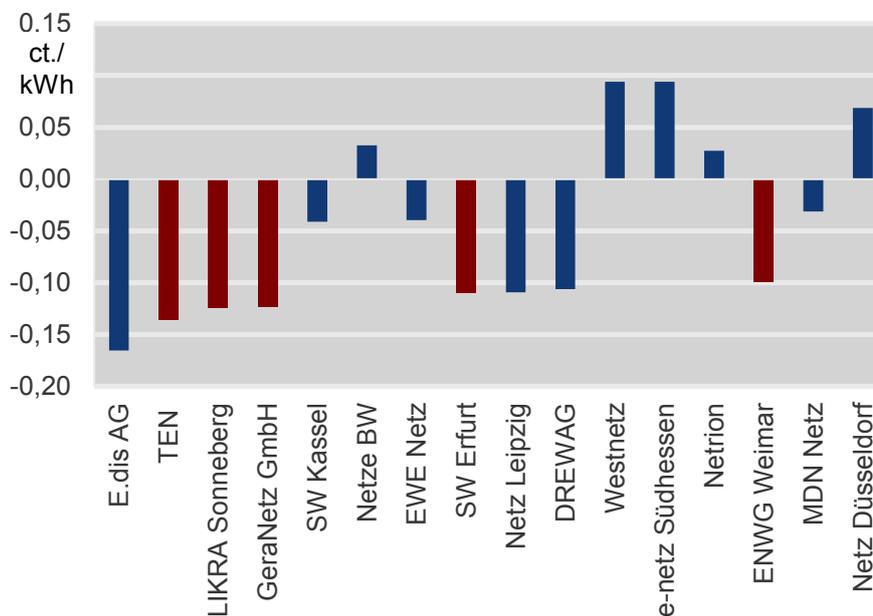
Eine Vereinheitlichung der Entgelte der ÜNB führt über die Kostenwälzung zu Änderungen der VNB-Entgelte und dadurch tendenziell zu einer Dämpfung der regionalen Unterschiede. In der vorliegenden Untersuchung wird quantifiziert, welche Wirkung hiermit bereits derzeit verbunden wäre. Grundlage dieser Analysen sind zunächst die vorläufigen Netzentgelte 2016 gemäß den im Herbst 2015 vorliegenden Angaben der Übertragungsnetzbetreiber.

Auf Basis dieser Angaben wird die Höhe der für alle vier Übertragungsnetzbetreiber einheitlichen spezifischen Netzkosten („Briefmarke“) abgeschätzt. Hierzu wird ein gewichteter Mittelwert über die einzelnen Briefmarken (2016) bestimmt, wobei die Wichtung anhand der Maxima der vertikalen Netzlast vorgenommen wird.

Die Wirkung einer solchen Vereinheitlichung ist nachfolgend exemplarisch für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a dargestellt. In Bild 5.1 sind die Netzentgelte vor und nach Vereinheitlichung und ergänzend in Bild 5.2 zur Verdeutlichung die jeweiligen Veränderungen der Entgelte dargestellt.



**Bild 5.1** Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte (ÜNE) für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a

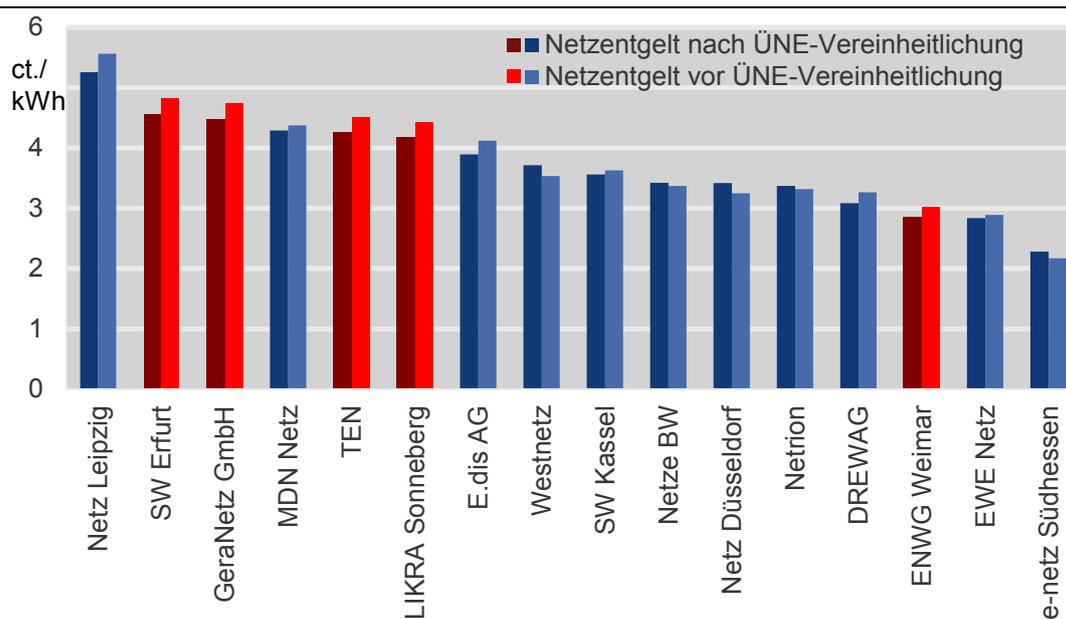


**Bild 5.2** Veränderungen der Netzentgelte durch Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a

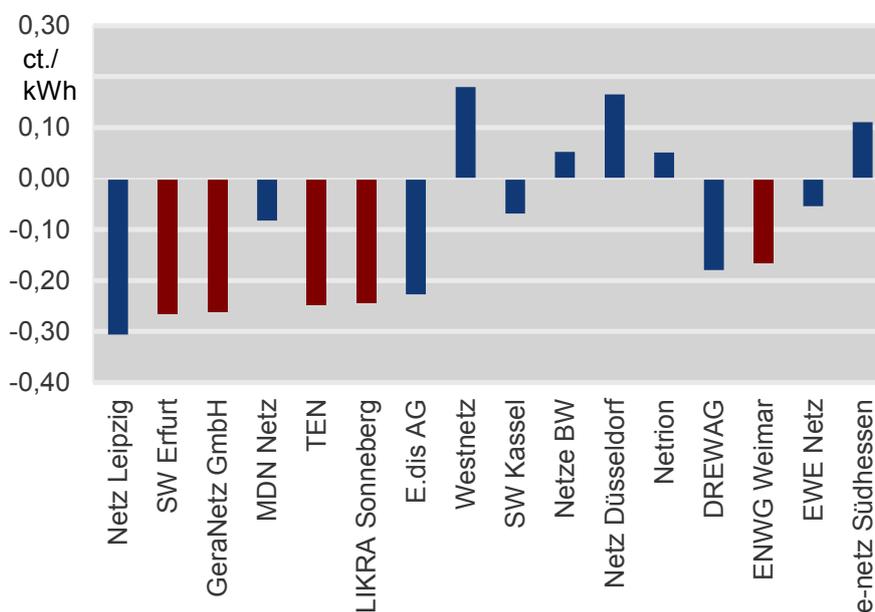
Es zeigt sich, dass die Auswirkungen für Haushaltskunden vergleichsweise gering sind. Die Entgeltspreizung vor und nach Vereinheitlichung ist nahezu identisch. Die Minderbelastungen fallen im Versorgungsgebiet von 50Hertz mit ca. 0,1 bis 0,15 ct/kWh noch am deutlichsten aus, während die Mehrbelastungen mit bis zu 0,1 ct/kWh im Amprion-Gebiet am stärksten ausgeprägt sind. Im TenneT-Gebiet ergeben sich sehr moderate Verringerungen von weniger als 0,05 ct/kWh und im Gebiet von Transnet BW Zunahmen um ebenfalls weniger als 0,05 ct/kWh. Dass die Entgeltveränderungen innerhalb des Versorgungsgebiets eines Übertragungsnetzbetreibers nicht identisch ausfallen, liegt daran, dass der Anteil der Übertragungsnetzentgelte an den Entgelten auf Niederspannungsebene aufgrund der Kostenwälzung von verschiedenen Einflussfaktoren im Bereich der Verteilernetze abhängt.

Etwas höhere (relative) Auswirkungen ergeben sich für Kunden mit Anschluss in der Mittel- und insbesondere in der Hochspannungsebene (Bild 5.3 bis Bild 5.6). In der Mittelspannungsebene ergibt sich bereits eine merkbare Verringerung des Entgeltspreizungsfaktors von ca. 2,55 auf 2,3. Im Versorgungsgebiet von 50Hertz beträgt die Entgeltsenkung immerhin ca. 10%.

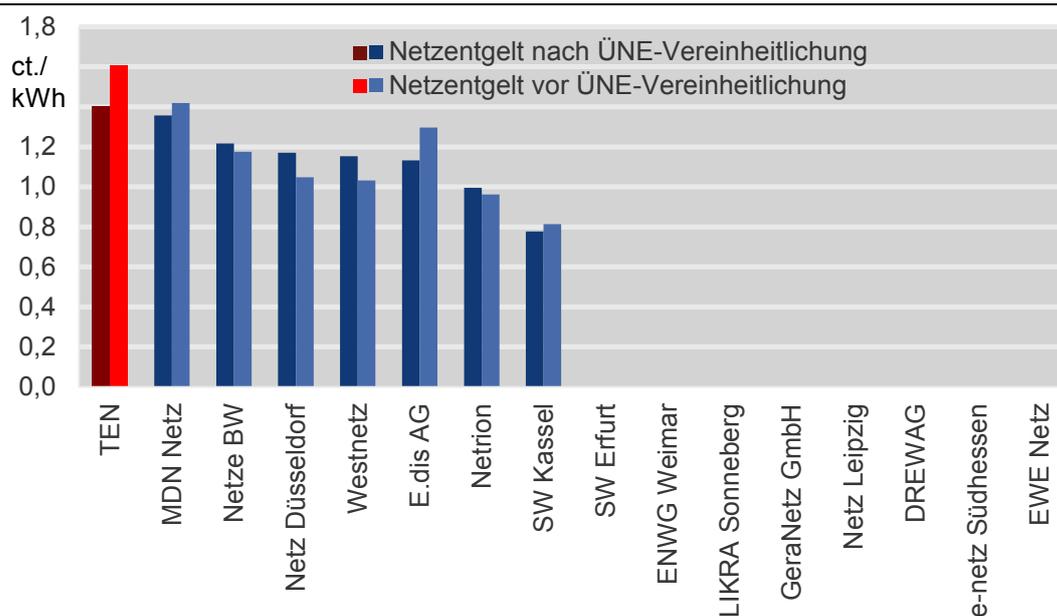
Für Kunden mit Anschluss an die Hochspannungsebene sind die Auswirkungen am größten. Hier sinkt die Spreizung von etwa 2,1 auf knapp 1,9. Im Versorgungsgebiet von 50Hertz beträgt die Entgeltsenkung mehr als 10%, während der größte Anstieg mit etwa 10% im Versorgungsgebiet von Amprion zu verzeichnen ist.



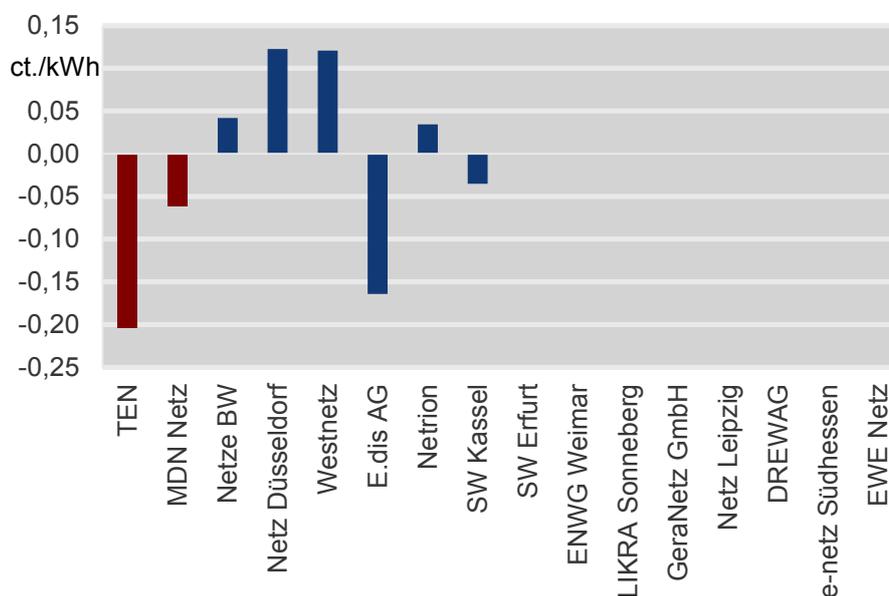
**Bild 5.3** Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)



**Bild 5.4** Veränderungen der Netzentgelte durch Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)



**Bild 5.5** Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene (Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)



**Bild 5.6** Veränderungen der Netzentgelte durch Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene (Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)

---

## Fazit

Die Auswirkungen einer Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte sind für Kunden mit Anschluss in höheren Spannungsebenen (relativ gesehen) stärker ausgeprägt als für Kunden mit Anschluss in den unteren Spannungsebenen. Industriekunden sind – je nach räumlicher Lage – mit Ent- wie Belastungen von bis zu ca. 10% stärker betroffen als Haushalts- und Kleingewerbekunden mit Veränderungen im Bereich von bis zu etwa  $\pm 2\%$ .

Aus Sicht der Thüringer Netzkunden hätte eine solche Vereinheitlichung aktuell einen positiven Effekt, da die Spreizung der Übertragungsnetzentgelte zum Beginn des Jahres 2016 infolge des mit gut 30% erheblichen Entgeltanstiegs bei 50Hertz nochmals deutlich angestiegen ist. Dieser Anstieg ist zum größten Teil auf die in 2015 stark gestiegenen Kosten für Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen zurückzuführen.

Gleichwohl ist zu beachten, dass hier starke Wechselwirkungen mit dem geplanten Netzausbau bestehen: Der Ausbau der Netzinfrastruktur sollte mittelfristig wieder zu einer Verringerung des Bedarfs für Redispatch und Einspeisemanagement und der hiermit verbundenen Kosten führen. Da der Ausbau der Übertragungsnetze gerade innerhalb der nächsten 10 Jahre im Bereich von TenneT noch umfangreicher sein dürfte als im Bereich von 50Hertz, wie sich aus dem Projektvolumen der im BBPIG und im EnLAG vorgesehenen Ausbauprojekte ablesen lässt, dürfte der positive Nutzen aus Thüringer Sicht mittelfristig tendenziell wieder etwas abnehmen, gleichwohl aber nicht ins Negative verkehren.

Da der Investitionsbedarf in der Übertragungsebene wie auch die Kosten für die erforderlichen Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen aktuell und absehbar auch in den nächsten 1-2 Jahrzehnten besonders stark durch bundespolitisch gewollte Änderungen im Erzeugungssektor getrieben sind, wäre eine möglichst zügige Angleichung der Entgelte dieser Ebene naheliegend, um eine bundesweite Sozialisierung der mit diesen Änderungen verbundenen Mehrkosten im Übertragungsnetz zu erreichen.

Für die konkrete Umsetzung einer solchen Angleichung sind verschiedene Gestaltungsfragen zu erörtern. Grundsätzlich sollte die Umsetzung derart erfolgen, dass die

unternehmensindividuelle Bestimmung der Erlösbergrenzen nach den Vorschriften der Anreizregulierung unberührt bleibt. Nachfolgend sind – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – wesentliche Fragen aufgeführt, die für eine konkrete Ausgestaltung zu klären sind:

- Soll es einen einheitlichen Tarif für alle vier Übertragungsnetzbetreiber oder vier individuelle Tarife mit stark aneinander angenäherten Entgeltniveaus geben?
- Soll die Vereinheitlichung bzw. Angleichung alle Entgeltkomponenten (Jahresleistungspreise, Monatsleistungspreise, Netzreservekapazität) betreffen oder z. B. nur die Jahresleistungspreise?
- Wie wird der Ausgleichsmechanismus im Detail gestaltet?
  - Unterjährig werden bei angeglichenen Tarifen bei den Übertragungsnetzbetreibern mit heute niedrigen Entgelten Mehreinnahmen und bei denen mit heute hohen Entgelten Mindereinnahmen gegenüber den zugestandenen Erlösen auftreten.
  - Werden diese Mehr-/Mindereinnahmen unterjährig und kontinuierlich verrechnet mit entsprechend laufenden Ausgleichszahlungen oder erfolgt eine Verrechnung über Regulierungskonten?
  - Wird hierfür ein eigenes Regulierungskonto eingerichtet oder können hierfür die bestehenden vier Regulierungskonten der ÜNB genutzt werden?
  - Wie werden die auf die Entgeltangleichung anfallenden Mehr- und Mindereinnahmen von denen separiert, die auf Mehr- oder Mindermengen zurückzuführen sind?

Bei der Umsetzung kann voraussichtlich auf die Gestaltung bereits etablierter Mechanismen der horizontalen Kostenwälzung auf ÜNB-Ebene zurückgegriffen werden, etwa im Bereich der Offshore-Haftungsumlage.

### **5.3 Wegfall der Zahlung vermiedener Netzentgelte (vNE) an dezentrale Erzeuger für EE-Anlagen**

Die Zahlung von Entgelten für vNE gemäß § 18 StromNEV führt bei den betroffenen VNB zu zusätzlichen Kosten, die in die Netzentgelte eingehen. Während die vNE

Betreibern konventioneller dezentraler Erzeugungsanlagen unmittelbar zu Gute kommen, haben sie für Betreiber von EE-Anlagen keine wirtschaftliche Bedeutung, da die vNE bei diesen Anlagen nicht direkt an die Betreiber ausgezahlt, sondern dem EEG-Konto der ÜNB zugeführt werden und somit die EEG-Umlage verringern.

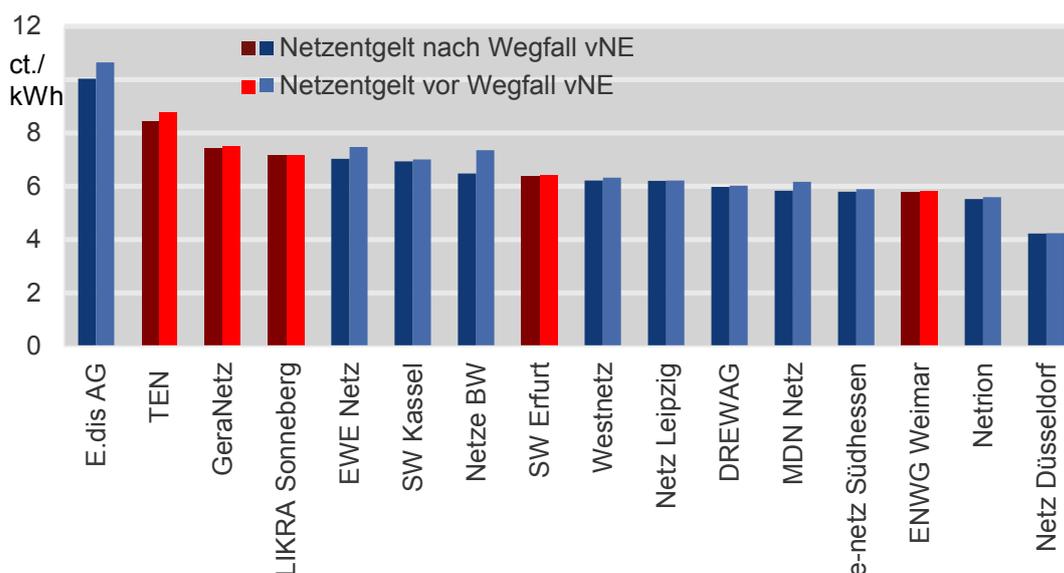
Dieses Instrument steht in grundsätzlichem Widerspruch zu den sonstigen Grundprinzipien des Netzentgeltsystems, und das Argument, hiermit werde reflektiert, dass dezentrale Erzeugung zur Reduktion der Netzkosten beitrage, ist offensichtlich in den meisten Fällen insbesondere für EE-Anlagen mit dargebotsabhängigen Energieträgern, also PV-Anlagen und Windenergieanlagen, sachlich nicht haltbar. Es wäre daher schon aus grundsätzlichen Erwägungen sachgerecht, dieses Instrument abzuschaffen. Es trägt zudem erheblich zu den regionalen Entgeltdifferenzen bei, da in Gebieten mit starkem EE-Zubau besonders hohe vNE-Zahlungen anfallen. Häufig vorgebrachte Argumente für die Beibehaltung dieser Regelung betreffen zum einen den Bestandsschutz für konventionelle dezentrale Erzeugungsanlagen und zum anderen die Höhe der EEG-Umlage, da letztere durch die vNE-Zahlungen für EE-Einspeisung gemindert wird.

Die Bundesregierung sieht im aktuell diskutierten Strommarktgesetzentwurf vor, dass für neue Anlagen mit Inbetriebnahme ab Anfang 2021 keine vNE-Zahlungen mehr erfolgen.

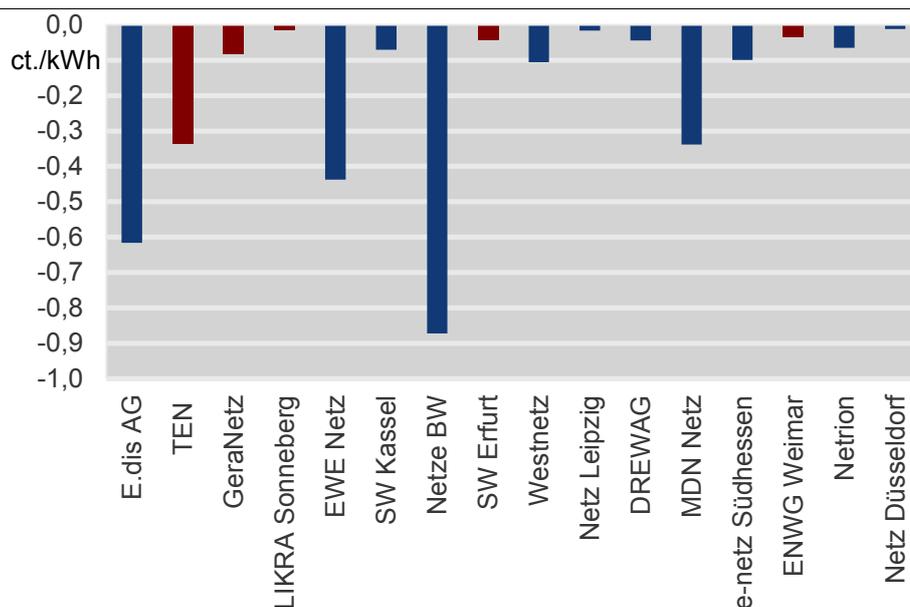
In der vorliegenden Untersuchung wird abgeschätzt, welche Wirkung auf die Netzentgelte ein Wegfall der vNE-Zahlungen für alle EE-Erzeugungsanlagen (Bestands- und Neuanlagen) hätte. Dabei wird die Höhe der vNE für EE-Anlagen (Bestands- und Neuanlagen) differenziert nach Netzebenen für die hier betrachteten 16 Netzbetreiber abgeschätzt (siehe Abschnitt 4.2). Die je Netzbetreiber für das Jahr 2025 prognostizierten Netzkosten werden dann um diese vNE für EE-Anlagen vermindert, und zwar nach Netzebenen differenziert. Für die so bestimmten reduzierten Netzkosten werden die sich dann ergebenden Netzentgelte bestimmt. Als Variante wird ergänzend der Fall betrachtet, dass die vNE ab sofort allerdings nur für neue EE-Anlagen (und nicht für Bestandsanlagen) entfallen.

Ergänzend wird abgeschätzt, welche Wirkung sich kurzfristig durch einen sofortigen Wegfall der vNE-Zahlungen für alle EE-Erzeugungsanlagen (Bestands- und Neuanlagen) ergeben würde.

Als Ergebnis der Betrachtungen für 2025 sind in Bild 5.7 und Bild 5.8 die Auswirkungen für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a dargestellt, einmal als Vergleich der Netzentgelte und einmal als absolute Entgeltunterschiede. Hier zeigen sich teilweise deutliche Reduktionen der Netzentgelte von bis zu knapp 1 ct/kWh. Dass die Entgeltsenkungen erhebliche Unterschiede von VNB zu VNB aufweisen, hat den offensichtlichen Grund, dass die installierten EE-Leistungen, die letztlich die vNE verursachen, je nach Netzbetreiber sehr unterschiedlich sind. Es zeigt sich, dass der Wegfall der vNE bereits für Kunden in der Niederspannungsebene eine signifikante Verringerung der Entgeltunterschiede bewirken kann.

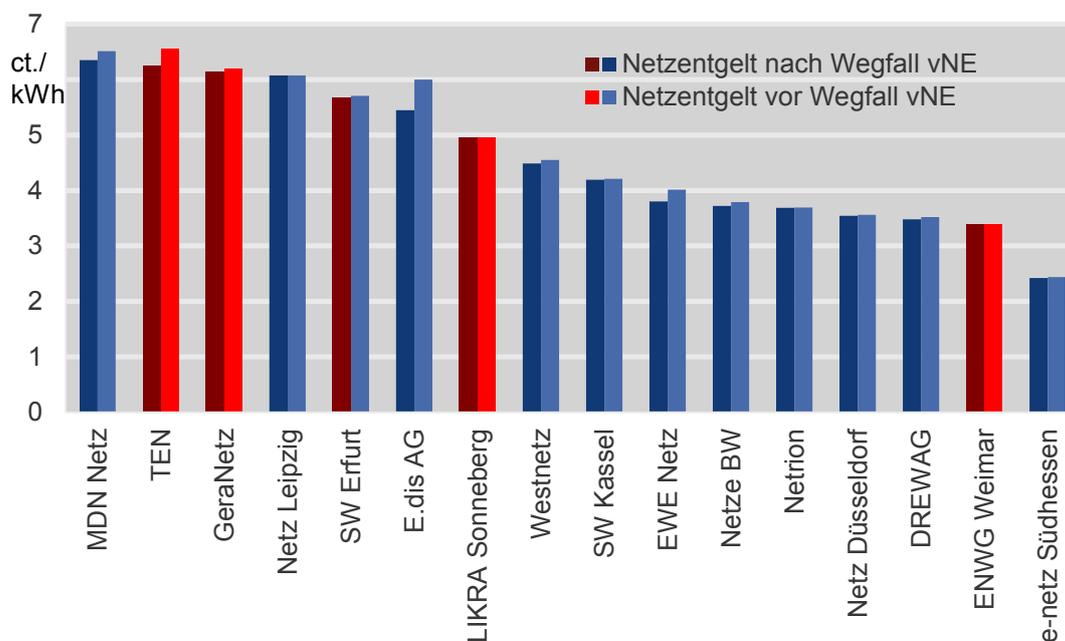


**Bild 5.7** Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Wegfall der vNE für alle EE-Anlagen für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a

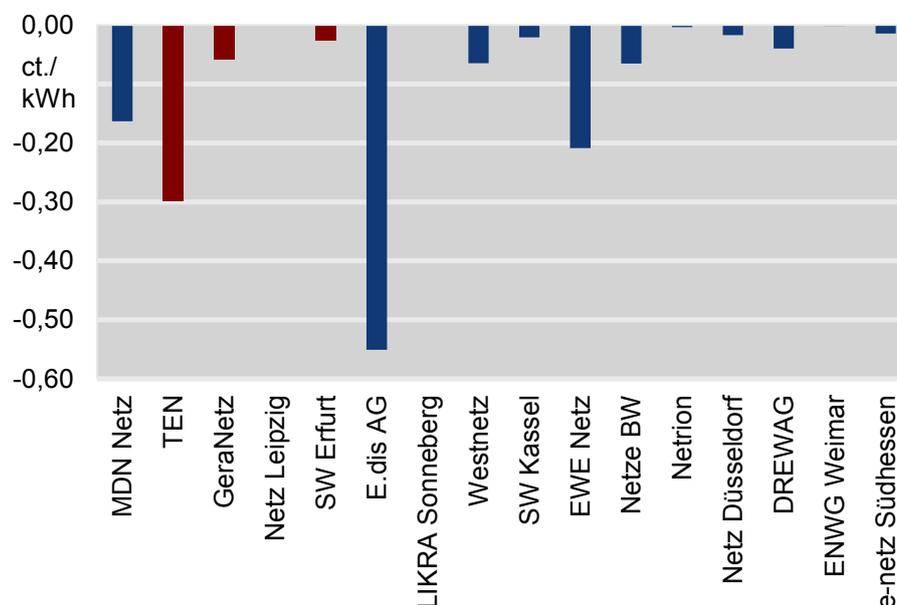


**Bild 5.8** Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne Wegfall der vNE für alle EE-Anlagen für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a

Für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene ergeben sich ebenfalls teilweise deutliche Reduktionen von bis zu gut 0,5 ct/kWh und damit auch hier eine merkliche Verringerung der Entgeltunterschiede (Bild 5.9 und Bild 5.10).

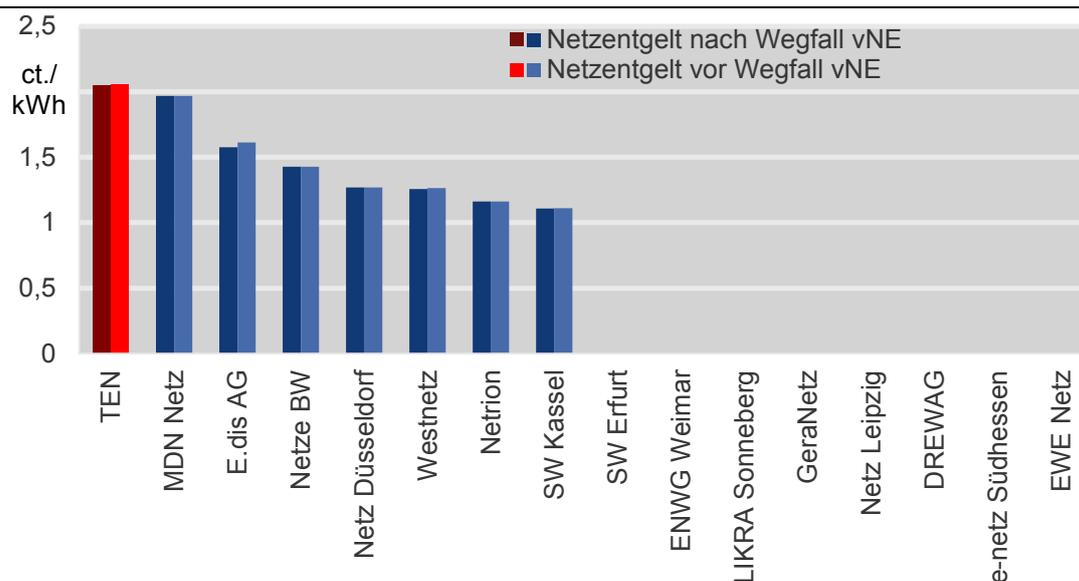


**Bild 5.9** Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Wegfall der vNE für alle EE-Anlagen für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)

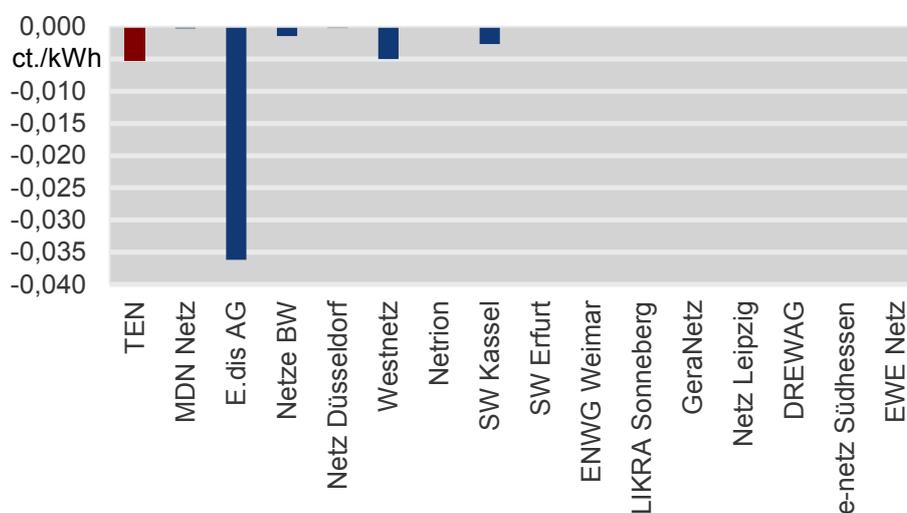


**Bild 5.10** Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne Wegfall der vNE für alle EE-Anlagen für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)

Demgegenüber sind die Auswirkungen eines Wegfalls der vNE für EE-Anlagen für Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene sehr gering (Bild 5.11 und Bild 5.12). Mit einer Ausnahme liegen die Reduktionen hier unterhalb von 0,01 ct/kWh. Dass die Wirkungen hier so gering sind, liegt zum einen daran, dass der überwiegende Teil der EE-Anlagen unterhalb der Hochspannungsebene angeschlossen ist, und zum anderen daran, dass die vNE, die für EE-Anlagen mit Anschluss in der Hochspannungsebene gezahlt werden, vergleichsweise gering sind, da hier die Entgelte der Netzebene 2 (Umspannung Höchst-/Hochspannung) maßgeblich sind.



**Bild 5.11** Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Wegfall der vNE für alle EE-Anlagen für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene (Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)



**Bild 5.12** Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne Wegfall der vNE für alle EE-Anlagen für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene (Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)

Der sofortige Wegfall der vNE für alle EE-Anlagen würde kurzfristig (also im Jahr 2016) zu einer Reduktion der Entgelte führen, die etwa der Hälfte der oben für das Betrachtungsjahr 2025 dargestellten Entgeltreduktionen entspricht.

Ferner zeigen weiterführende Untersuchungen, dass eine Einschränkung des Wegfalls der vNE auf neue EE-Anlagen (und nicht auf Bestands-EE-Anlagen) etwa ein Drittel bis die Hälfte der in obigen Bildern für das Betrachtungsjahr 2025 dargestellten gesamten Entgeltreduktionen bewirkt.

### **Fazit:**

Ein Wegfall der vNE für EE-Anlagen hätte deutliche Auswirkungen für Kunden mit Anschluss in der Nieder- oder der Mittelspannungsebene. Hierdurch ließen sich signifikante Reduktionen der Entgeltspreizungen erreichen. Durch sofortigen Wegfall der vNE könnten bereits heute Entgeltreduktionen in der Niederspannungsebene von bis zu ca. 0,5 ct/kWh und in der Mittelspannungsebenen von bis zu ca. 0,3 ct/kWh erzielt werden. Für Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene wären die Auswirkungen demgegenüber gering.

Im Gegenzug ist eine Belastung der über die EEG-Umlage gedeckten EE-Kosten zu erwarten, die allerdings vglw. gering ausfallen dürfte. So beträgt das Gesamtvolumen der vNE-Zahlungen gemäß Auswertungen der BNetzA für das Jahr 2014 ca. 1,6 Mrd. €, wovon auf die EE-Anlagen ein Anteil von etwa 700 Mio. € entfällt. Dies würde bei einem Wegfall dieser Zahlungen ceteris paribus eine Erhöhung der EEG-Umlage um ca. 0,18 ct./kWh bedeuten.

Insbesondere für EE-Anlagen sind vNE-Zahlungen nicht sachgerecht, da die Netzinfrastrukturkosten durch die Integration von EE-Anlagen in der Regel nicht sinken, sondern eher zunehmen. Anders als bei den vNE-Zahlungen für konventionelle Erzeugungsanlagen hätte die Abschaffung der vNE für EE-Anlagen auch keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen für deren Betreiber, da die vNE bei diesen Anlagen nicht direkt an die Betreiber ausgezahlt, sondern dem EEG-Konto der ÜNB zugeführt werden.

In Anbetracht der großen Wirkung eines Wegfalls der vNE für EE-Anlagen und der grundsätzlichen Fragwürdigkeit dieses Instruments sollte mit dem Ziel einer Verringerung der EE-bedingten Entgeltunterschiede erwogen werden, die vom BMWi vorgeschlagene Abschaffung der vNE-Zahlungen für Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2021

für EE-Anlagen vorzuziehen (möglichst sofort) und auch auf Bestandsanlagen auszuweiten.

#### **5.4 Bundesweite Wälzung der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen**

Kosten für Engpassmanagement-Maßnahmen (Redispatch konventioneller Kraftwerke sowie Einspeisemanagement von EE-Anlagen) werden heute individuell von den jeweils betroffenen Netzbetreibern getragen und in ihre Netzentgelte eingerechnet. Die VNB sind hierbei in erster Linie von Kosten des Einspeisemanagements betroffen, die sich aus den an die Anlagenbetreiber zu entrichtenden Entschädigungszahlungen ergeben. Es ist naheliegend, dass diese Kosten in Gebieten mit starkem EE-Ausbau besonders hoch sind und somit hieraus ein weiterer Beitrag zur regionalen Spreizung der Netzentgeltniveaus hervorgeht.

Ein bundesweiter Ausgleich dieser Kosten über einen horizontalen Wälzungsmechanismus würde zu einer netzbetreiberübergreifenden Sozialisierung der Kosten des Engpassmanagements führen. Die Sachgerechtigkeit eines solchen Schritts ist allerdings grundsätzlich fragwürdig, da Netzbetreiber idealerweise die Kosten von Netzausbau und Engpassmanagement bei Entscheidungen über das angemessene Niveau der Netzkapazität integriert betrachten sollten. Die Anreize für eine solche integrierte Betrachtung sind zurzeit allerdings ohnehin dadurch abgeschwächt, dass Einspeisemanagement-Kosten regulatorisch als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt werden (siehe Abschnitt 5.1).

Nach Aussagen von TEN liegt die Ursache für die bisher in Thüringen vorgenommenen Engpassmanagementmaßnahmen ausschließlich in der Übertragungsnetzebene. Die hiermit verbundenen Kosten sind damit bisher vollständig Bestandteil der Übertragungsnetzkosten. Gleichwohl sind zukünftig auch Maßnahmen mit Ursache in den Thüringer Verteilernetzen zu erwarten, zumal die aktuellen Vorschläge des BMWi zur künftigen Nutzung des Einspeisemanagements Abregelungen in einem Umfang von bis zu 3% der Jahresenergieerzeugung erlauben, ohne dass das Netz ausgebaut werden muss („Spitzenkappung“).

Der Umfang der künftigen Einspeisemanagement-Maßnahmen ist in hohem Maße von der jeweils lokalen Netzsituation abhängig. Eine diese lokalen Bedingungen berücksichtigende Analyse war im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht möglich. Stattdessen werden der Umfang der Einspeisemanagement-Maßnahmen und die hiermit verbundenen Kosten wie in Abschnitt 4.2 beschrieben stark vereinfachend abgeschätzt, indem angenommen wird, dass generell 3% der Energieeinspeisung künftiger EE-Anlagen abgeregelt und gemäß aktuellen EEG-Vorgaben entschädigt werden.

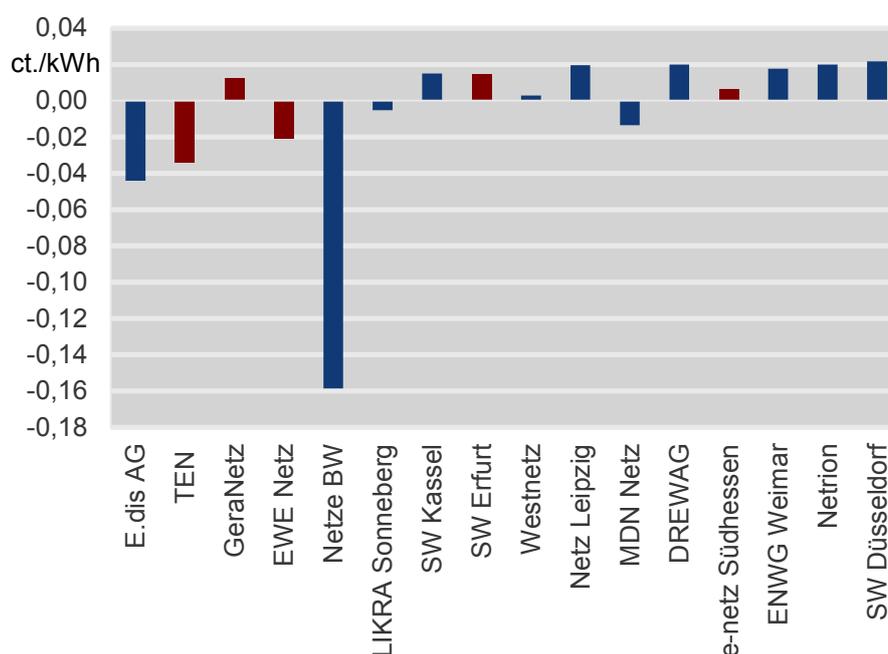
Die je Netzbetreiber für das Jahr 2025 prognostizierten Netzkosten werden um die so bestimmten Kosten von Einspeisemanagement-Maßnahmen vermindert, und es werden die sich dann ergebenden (reduzierten) Netzentgelte bestimmt.

Die Wirkung eines bundesweiten Ausgleichs dieser Kosten wird wie folgt bestimmt: Es werden die bundesweit insgesamt anfallenden Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen auf Basis der Angaben zum deutschlandweiten Zubau von EE-Anlagen bestimmt und gleichmäßig auf den gesamten Endverbrauch umgelegt. Hieraus ergibt sich eine für alle Netznutzer einheitliche Abgabe in Höhe von 0,023 ct/kWh.

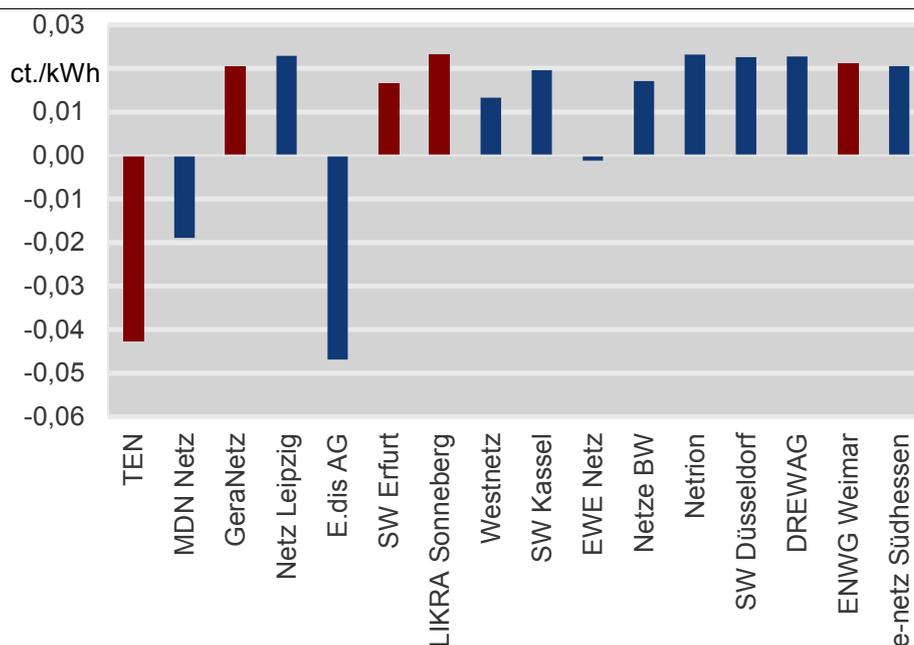
Die Auswirkungen dieses Lösungsansatzes sind sehr gering, wie die in Bild 5.13 bis Bild 5.15 dargestellten Veränderungen der Netzentgelte am Beispiel jeweils eines Kunden mit Anschluss in der Nieder- bis Hochspannungsebene zeigen. Die Spreizung der Entgelte bleibt nahezu vollständig erhalten. Im Detail zeigt sich für Haushaltskunden in den Gebieten, die stark vom EE-Zubau betroffen sind, eine geringfügige Entlastung von bis zu 0,16 ct/kWh, während in den kaum vom EE-Zubau betroffenen Gebieten die Entgelte um die o. g. bundeseinheitliche Abgabe steigen.

Für die Mittel- und erst recht für die Hochspannungsebene ist überwiegend ein Anstieg der Netzentgelte zu beobachten, wenn auch in sehr geringem Umfang. Dass die Entgelte hier überwiegend ansteigen, liegt an der vereinfachenden Annahme, dass die Abgabe, über die die Kosten der Einspeisemanagement-Maßnahmen umgelegt werden, hier als einheitlich für alle Netzebenen angesetzt wurde, während die Kosten des Einspeisemanagements je Netzebene tatsächlich sehr unterschiedlich sind und tendenziell umso geringer ausfallen, je höher die Netzebene ist (da in höheren Netzebenen weniger EE-Leistung angeschlossen ist).

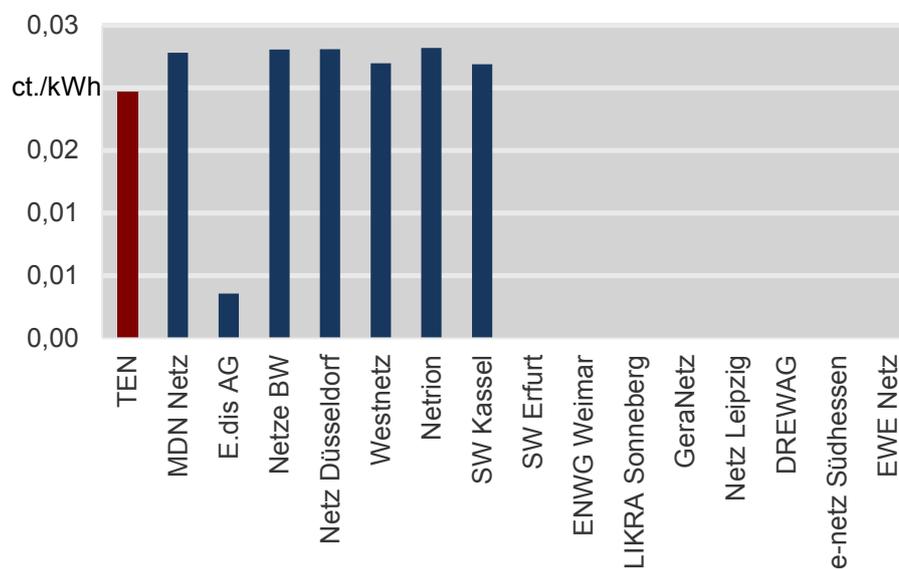
In Anbetracht der insgesamt geringen Wirkung, die letztlich darauf zurückzuführen ist, dass die Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen selbst bei dem hier unterstellten Abregelungsumfang von 3% für sämtliche neuen EE-Anlagen auch künftig nur einen vergleichsweise geringen Anteil an den gesamten Netzkosten ausmachen, ist offensichtlich, dass sich auch bei anderen – zum Beispiel nach Netzebenen differenzierten – Formen der Umlage dieser Kosten keine nennenswerten Effekte mit Blick auf eine Verringerung der Entgeltunterschiede erzielen lassen.



**Bild 5.13** *Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Wälzung der Kosten für EinsMan-Maßnahmen an neuen EE-Anlagen für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a*



**Bild 5.14** Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Wälzung der Kosten für EinsMan-Maßnahmen an neuen EE-Anlagen für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)



**Bild 5.15** Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Wälzung der Kosten für EinsMan-Maßnahmen an neuen EE-Anlagen für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene (Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)

---

**Fazit:**

Bezüglich der Wirkung einer bundesweiten Wälzung der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen ist zu unterscheiden nach Übertragungs- und Verteilernetzen. Auf der Übertragungsnetzebene können die Kosten für das Einspeisemanagement einen signifikanten Anteil an den Netzkosten einnehmen. Auch der jüngste Entgeltanstieg bei 50Hertz ist nach Aussage dieses ÜNB zu einem großen Teil auf Einspeisemanagement-Maßnahmen zurückzuführen. Eine bundesweite Wälzung hätte somit eine deutliche Verringerung der Entgeltunterschiede auf der Übertragungsnetzebene zur Folge.

Demgegenüber hätte eine bundesweite Wälzung der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen an EE-Anlagen im Verteilernetz aktuell und auch künftig bei deutlich ansteigendem Maßnahmenumfang nur einen sehr geringen Einfluss auf die Netzentgelte; dies ist auf den dort nur geringen Anteil an den gesamten Netzkosten zurückzuführen. Eine merkbare Verringerung der Entgeltspreizung ließe sich hiermit nicht erzielen. Ferner ist festzustellen, dass die Sachgerechtigkeit eines solchen Lösungsansatzes fragwürdig ist, da Netzbetreiber idealerweise die Kosten von Netzausbau und Einspeisemanagement bei Entscheidungen über das angemessene Niveau der Netzkapazität integriert betrachten sollten, um zu einer aus Gesamtkostensicht optimalen Entscheidung gelangen zu können. Somit ist eine bundesweite Umlage der Kosten für Einspeisemanagement-Maßnahmen nicht zu empfehlen.

## **5.5 EE-bedingte Infrastrukturkosten – projektbezogene Bestimmung**

Wie die Analysen zur künftigen Entwicklung der Netzkosten zeigen (siehe Abschnitt 4.2), haben die erforderlichen Ausbauten der Netzinfrastruktur den größten Anteil am erwarteten Kostenanstieg. Um der EE-bedingten Spreizung der Netzentgelte entgegenzuwirken, könnte daher erwogen werden, die EE-bedingten Infrastrukturkosten (Investitions- und unmittelbar verbundene Betriebskosten) zu bestimmen und über einen geeigneten Mechanismus bundesweit auszugleichen. Dies führt zu der (theoretischen) Idee, für jede Ausbaumaßnahme im Einzelfall zu beurteilen, inwieweit das jeweilige Projekt und die hierbei entstehenden Kosten EE-getrieben sind.

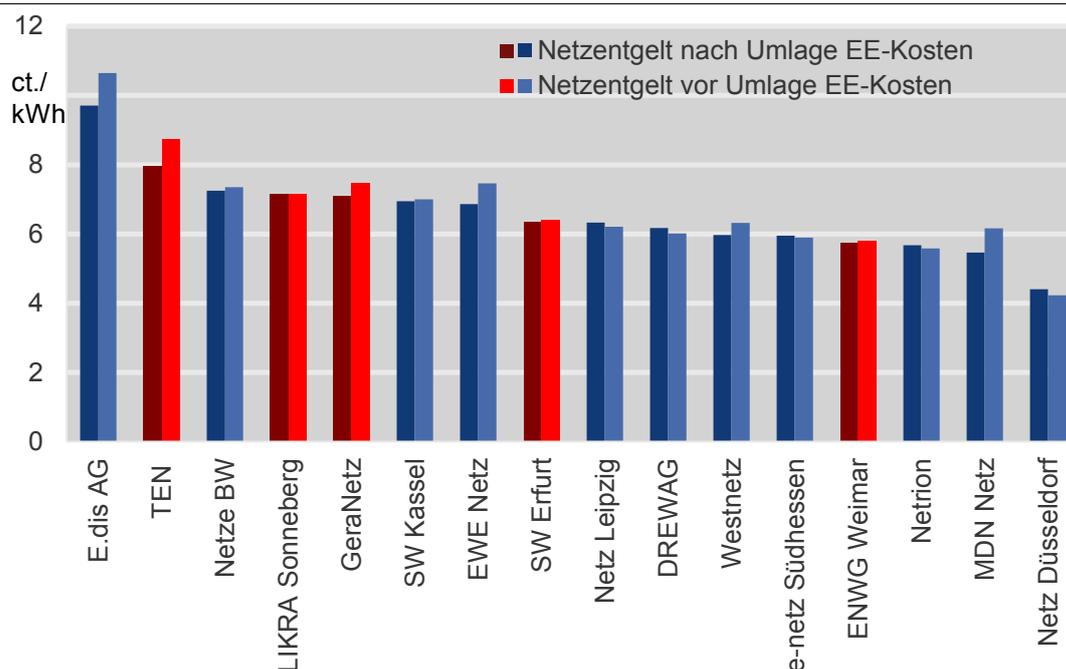
Die so bestimmten Kosten könnten dann aus den Netzkosten des jeweils betroffenen Netzbetreibers herausgenommen und bundesweit gewälzt werden.

In der Praxis steht dem allerdings das Problem entgegen, dass die erforderliche eindeutige und objektiv durchführbare Kostenabgrenzung in der Regel nicht möglich ist, da Netzausbaumaßnahmen oft nicht einem einzigen Zweck oder Treiber zugeordnet werden können und die einmal errichteten Betriebsmittel überwiegend nicht nur von einem einzelnen Netznutzer beansprucht werden. Wird zum Beispiel ein vorhandener – auch für die Versorgung von Stromverbrauchern – genutzter Transformator durch einen leistungsstärkeren ersetzt, um hiermit die Ein- und Rückspeisung von EE-Anlagen zu ermöglichen, so ist es kaum möglich, einen objektiven Schlüssel zur Bestimmung des EE-bedingten Anteils der Kosten zu definieren. Zudem ist zu beachten, dass der Nutzungsumfang von Netzbetriebsmitteln im Laufe der Zeit variieren kann, z. B. bei weiterem Zubau von EE-Anlagen oder bei Veränderungen auf der Verbrauchsseite.

Trotz dieses in der Praxis kaum lösbaren Problems der Kostenabgrenzung soll nachfolgend quantifiziert werden, welche Wirkung sich mit Blick auf die Entgeltunterschiede erzielen ließe, wenn es möglich wäre, die Kosten exakt abzugrenzen. Für diese theoretische Bestimmung der Wirkung wird unterstellt, dass die in jedem Einzelfall bestimmten EE-bedingten Infrastrukturkostenzuwächse exakt den in der BMWi-Verteilernetzstudie abgeschätzten Mehrkosten entsprechen, die in der vorliegenden Studie auch als Grundlage für die Prognose der Netzentgeltentwicklungen herangezogen wurden (Abschnitt 4.2).

Die Netzkosten jedes Netzbetreibers werden zunächst um diese Infrastrukturkostenzuwächse reduziert, so dass geringere Kosten in die lokalen Netzentgelte eingehen. Gleichzeitig wird die Gesamtheit der deutschlandweit anfallenden Infrastrukturkostenzuwächse über eine einheitliche Umlage auf den gesamten bundesweiten Endverbrauch umgelegt. Für diese EE-bedingte Infrastrukturkostenumlage ergibt sich bei den hier unterstellten Verhältnissen im Jahr 2025 eine Höhe von 0,293 ct/kWh.

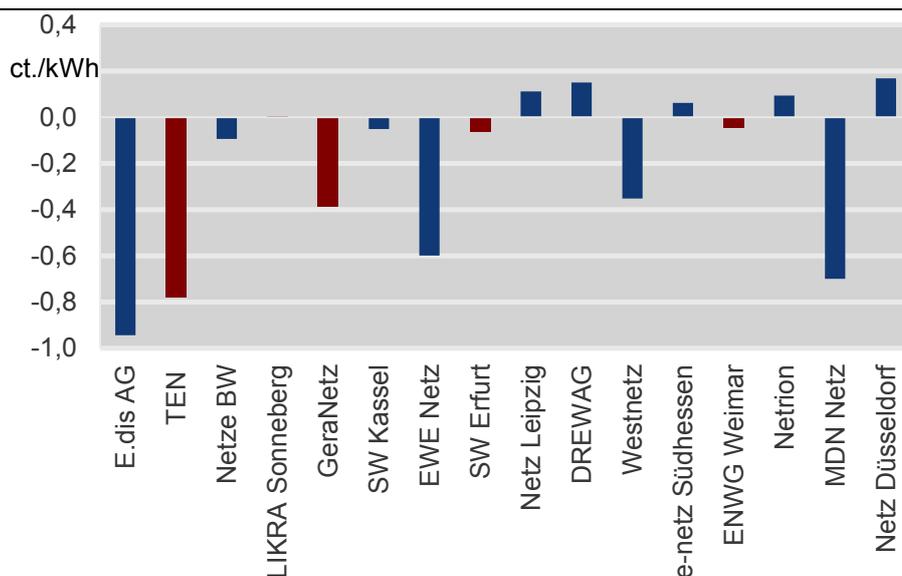
Als Ergebnis dieser Analysen sind in Bild 5.16 die Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Umlage der EE-bedingten Infrastrukturkosten für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a dargestellt.



*Bild 5.16 Vergleich der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Umlage der EE-bedingten Infrastrukturkosten für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a*

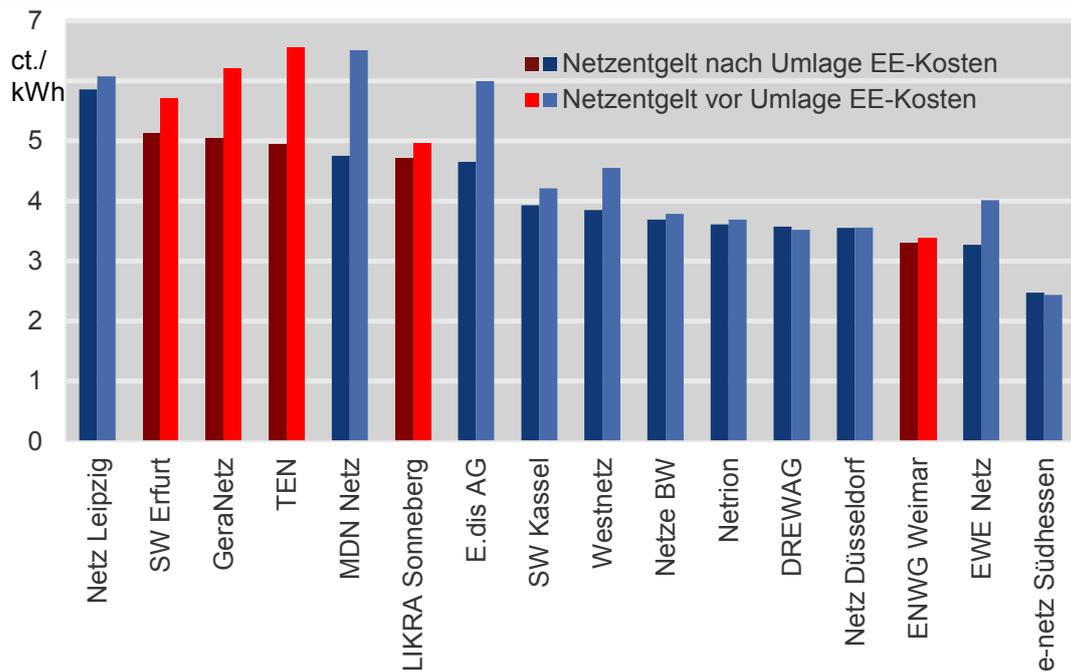
Erwartungsgemäß zeigt sich, dass eine solche Umlage erhebliche Auswirkungen auf die Netzentgelte hat. Die für das Jahr 2025 prognostizierte Spreizung der Entgelte verringert sich deutlich von ca. 2,5 auf etwa 2,2 und damit auf einen Wert, der in etwa der heutigen Spreizung entspricht. Gleichwohl liegen die absoluten Entgelte und auch die absoluten Entgeltunterschiede etwas höher als die heutigen, was zum einen an der genannten bundesweiten Umlage und zum anderen an dem Anstieg der vNE und der Einspeisemanagement-Kosten liegt.

Wie aus Bild 5.17 hervorgeht, in dem zur Verdeutlichung die Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne bundesweite Umlage der EE-bedingten Infrastrukturkosten dargestellt sind, profitieren Netznutzer in stark vom EE-Zubau betroffenen Gebieten um bis zu 1 ct/kWh, während Netznutzer in kaum betroffenen Gebieten lediglich Mehrkosten von weniger als 0,2 ct/kWh zu tragen hätten.

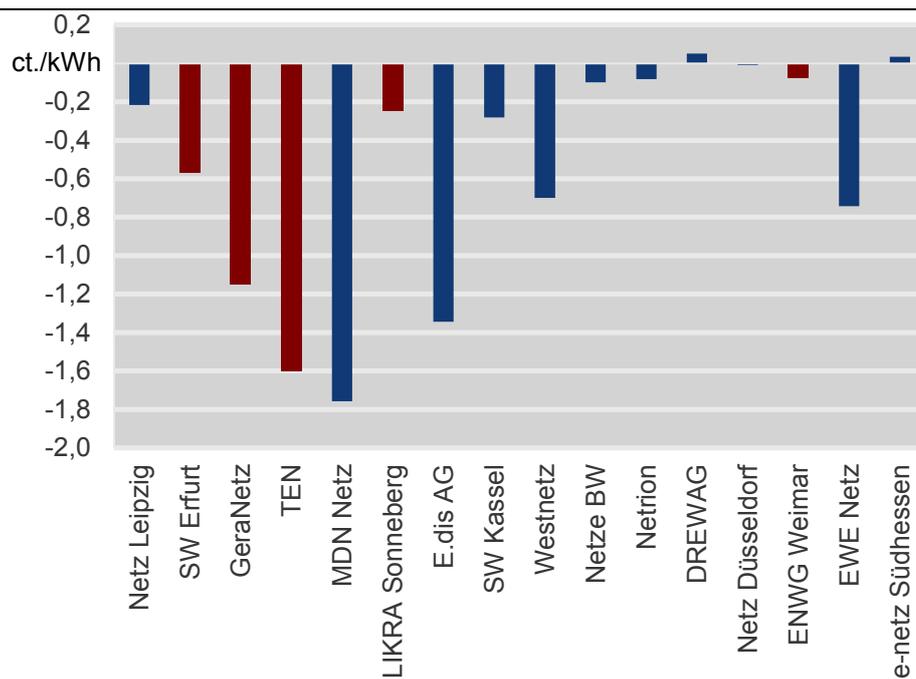


*Bild 5.17 Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Umlage der EE-bedingten Infrastrukturkosten für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a*

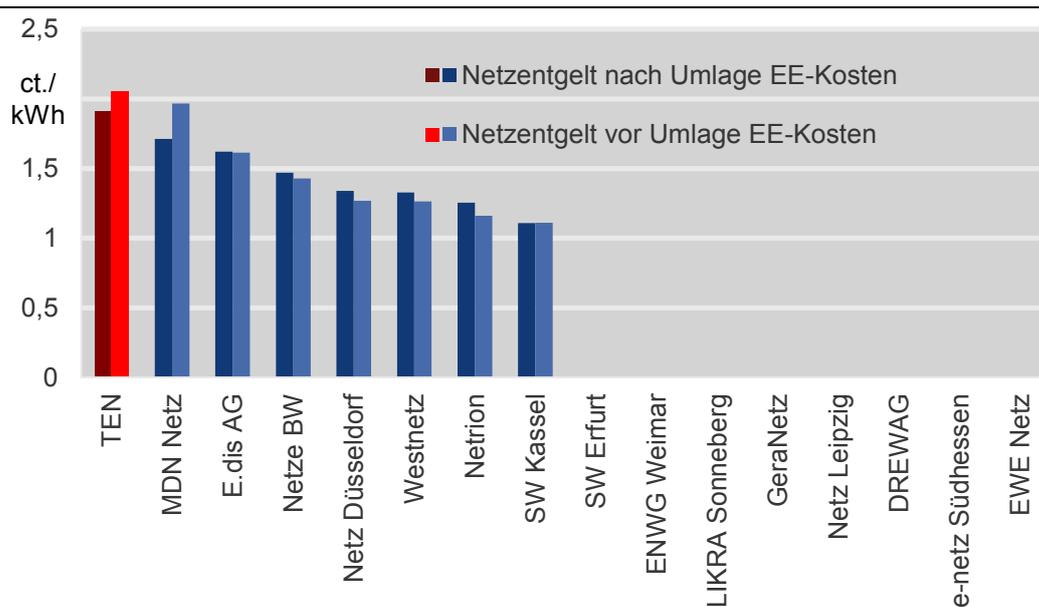
In Bild 5.18 und Bild 5.19 sind die entsprechenden Ergebnisse für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannung und in Bild 5.20 und Bild 5.21 für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannung dargestellt. Die zuvor genannten Wirkungen sind hier in grundsätzlich analoger Weise sichtbar, wobei sich hier erneut widerspiegelt, dass der EE-bedingte Netzausbaubedarf in der Mittelspannungsebene am größten ist. Dies drückt sich darin aus, dass die Wirkungen der hier diskutierten Angleichungsvariante für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannung am deutlichsten ausfallen; hier sind Entgeltsenkungen um bis zu 1,8 ct/kWh zu verzeichnen.



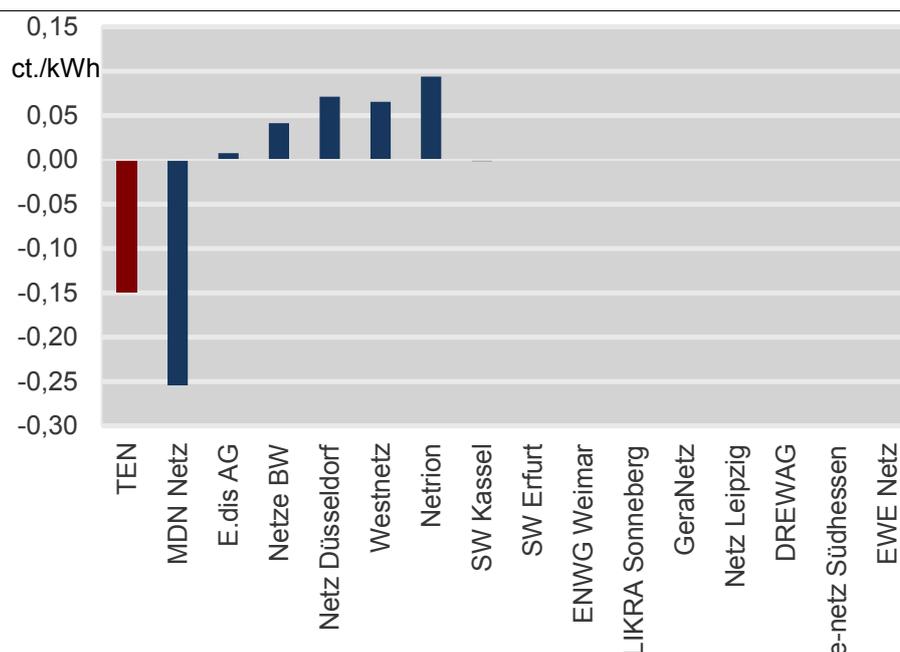
**Bild 5.18** Vergleich der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Umlage der EE-bedingten Infrastrukturkosten für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)



*Bild 5.19 Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Umlage der EE-bedingten Infrastrukturkosten für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)*



*Bild 5.20 Vergleich der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Umlage der EE-bedingten Infrastrukturkosten für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene (Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)*



*Bild 5.21 Veränderungen der Netzentgelte mit und ohne bundesweiter Umlage der EE-bedingten Infrastrukturkosten für einen Kunden mit Anschluss in der Hochspannungsebene (Verbrauch 100.000 MWh/a, Benutzungsdauer 4.000 h/a)*

### **Fazit:**

Wäre es möglich, die EE-bedingten Infrastrukturkosten in jedem Einzelfall exakt abzugrenzen, und würde man die so bestimmten Kosten einer bundesweit einheitlichen Umlage zuführen, so ließe sich die EE-bedingte Zunahme der Entgeltunterschiede zu einem großen Teil eliminieren. Dabei fallen die Vorteile für Verbraucher in stark vom EE-Zubau betroffenen Regionen deutlich größer aus als die Nachteile für Kunden in kaum betroffenen Regionen. Es ist allerdings anzuerkennen, dass die für eine solche Umlage erforderliche Kostenabgrenzung in der Praxis nicht mit der erforderlichen Eindeutigkeit und Objektivität möglich sein wird.

## **5.6 EE-bedingte Infrastrukturkosten – modellnetzbasierter Abschätzung**

Vor dem Hintergrund der Feststellung, dass eine exakte Abgrenzung der EE-bedingten Infrastrukturkosten in jedem Einzelfall (d. h. je Ausbauprojekt) nicht mög-

lich ist, stellt sich die Frage nach alternativen Wegen, um die EE-bedingten Infrastrukturkosten zumindest näherungsweise und möglichst objektiv bestimmen zu können.

Ein theoretisch denkbarer Weg könnte darin bestehen, für jedes Netz systematisierte Zielnetzplanungen durchzuführen, und zwar jeweils zum einen für ein Netz mit den vorhandenen (oder absehbar geplanten) EE-Anlagen und zum anderen für ein Netz ohne diese EE-Anlagen. Aus der Differenz der erforderlichen Netzbetriebsmittel könnte die Differenz der Kosten abgeleitet werden. Ein solcher Ansatz wäre aber mit extrem hohem Aufwand verbunden und auch nur dann in objektiver Weise durchführbar, wenn präzise Vorgaben für die Netzplanung zugrunde gelegt werden, was voraussichtlich wiederum zu Kontroversen führen würde.

Stattdessen könnten vereinfachende abstrahierende Ansätze herangezogen werden, etwa im Sinne der Modellnetzanalyse [4, 5], deren Grundkonzept auch der aktuellen Ausgestaltung des in der Anreizregulierung verankerten Instruments des „Erweiterungsfaktors“ zu Grunde liegt. Der Erweiterungsfaktor dient dazu, die Kostenzuwächse, die sich aus verbrauchs- oder einspeiseseitigen Veränderungen der Versorgungsaufgabe innerhalb einer Regulierungsperiode ergeben, abzuschätzen. Datengrundlage hierfür sind verschiedene objektiv bestimmbare Strukturmerkmale, und zwar Anschlusszahlen (Verbraucher und Erzeuger), Höchstlasten, installierte Erzeugungsleistungen sowie die Größe des Versorgungsgebiets.

Es ist vorstellbar und rechnerisch umsetzbar, die Berechnungsvorschriften für den Erweiterungsfaktor, die sich nach Netz- und Umspannebenen unterscheiden, zur Abschätzung des durch den EE-Zubau bedingten Teils der Netzinfrastrukturkosten heranzuziehen. Hierbei würden für Netzebenen in erster Linie die Anschlusszahlen von EE-Anlagen im Vergleich zu verbrauchsseitigen Anschlusspunkten und für Umspannebenen die Beiträge der EE-Anlagen zur Höchstbelastung der Umspannanlagen berücksichtigt.

Es stellt sich die Frage, mit welcher Genauigkeit mit diesem stark abstrahierenden Ansatz die EE-bedingten Netzausbaukosten abgeschätzt werden können. Eine exemplarisch durchgeführte Analyse hat gezeigt, dass allein mit den auch an anderer Stelle in der vorliegenden Studie verwendeten Daten der BMWi-Verteilernetzstudie,

die ebenfalls modellhaft und daher im Detail mit Unschärfen behaftet ist, die Treffgenauigkeit dieses Ansatzes nicht beurteilt werden kann. Im Bedarfsfall sollten daher weitere Untersuchungen zur Treffgenauigkeit des modellnetzbasierten Ansatzes durchgeführt werden. Abstriche bei der Treffgenauigkeit hätten hier allerdings nicht so kritische Konsequenzen wie etwa bei der Anreizregulierung, da hierdurch nicht die Ertragssituation der VNB, sondern „nur“ die regionalen Niveauunterschiede der Netzentgelte und damit deren Verteilungswirkungen beeinflusst werden.

### **Fazit:**

Der diesem Ansatz zugrundeliegende, am Erweiterungsfaktor orientierte modellnetz-basierte Ansatz ist ein objektiver und pragmatischer Ansatz zur Bestimmung von Kostenzuwächsen, die mit Veränderungen der Versorgungsaufgabe verbunden sind. Wie Analysen, die im Zusammenhang mit der (Weiter-)Entwicklung dieses Instruments vorgenommen wurden, zeigen, ist der Ansatz gut geeignet, um Kosten, die mit *kleinen* Veränderungen der Versorgungsaufgabe ausgehend von einem Arbeitspunkt verbunden sind, zu bestimmen [4]. Die Treffgenauigkeit eines solchen Ansatzes nimmt ab, je weiter sich das System vom Arbeitspunkt entfernt. Somit wird es auch nur mit begrenzter Treffgenauigkeit möglich sein, die EE-bedingten Infrastrukturkosten, die mit erheblichen EE-Zuwächsen einhergehen, zu bestimmen.

Eine belastbare Bestimmung der Treffgenauigkeit bei großen EE-Zuwächsen war auf Basis der verfügbaren Daten im Rahmen der vorliegenden Untersuchung nicht möglich. Im Bedarfsfall sollten weitere Untersuchungen zur Treffgenauigkeit des modellnetzbasierten Ansatzes durchgeführt werden.

## **5.7 EE-bedingte Infrastrukturkosten – linear pauschalierte Abschätzung**

Ein weiterer, noch stärker vereinfachender Ansatz zur Abschätzung der EE-bedingten Netzausbaukosten könnte in einer linear pauschalierten Abschätzung der Kosten in Bezug auf die installierte Leistung der EE-Erzeugungsanlagen in einem Netz bestehen. Der Anspruch bei der Bestimmung dieser Ausbaukostenpauschalen sollte darin bestehen, die Netzausbaukosten, die im Durchschnitt über einen länge-

ren Zeitraum und zahlreiche Anschluss- und Ausbauprojekte entstehen, der Höhe nach näherungsweise richtig zu treffen.

Anhand solcher Ausbaurückstellungen könnten dann in Verbindung mit Informationen über den tatsächlichen EE-Zubau die EE-bedingten Ausbaurückstellungen je VNB abgeschätzt werden. Diese Kostenanteile könnten dann, wie bei dem in den vorigen zwei Abschnitten diskutierten Ansätzen, über eine bundesweit einheitliche Umlage sozialisiert werden.

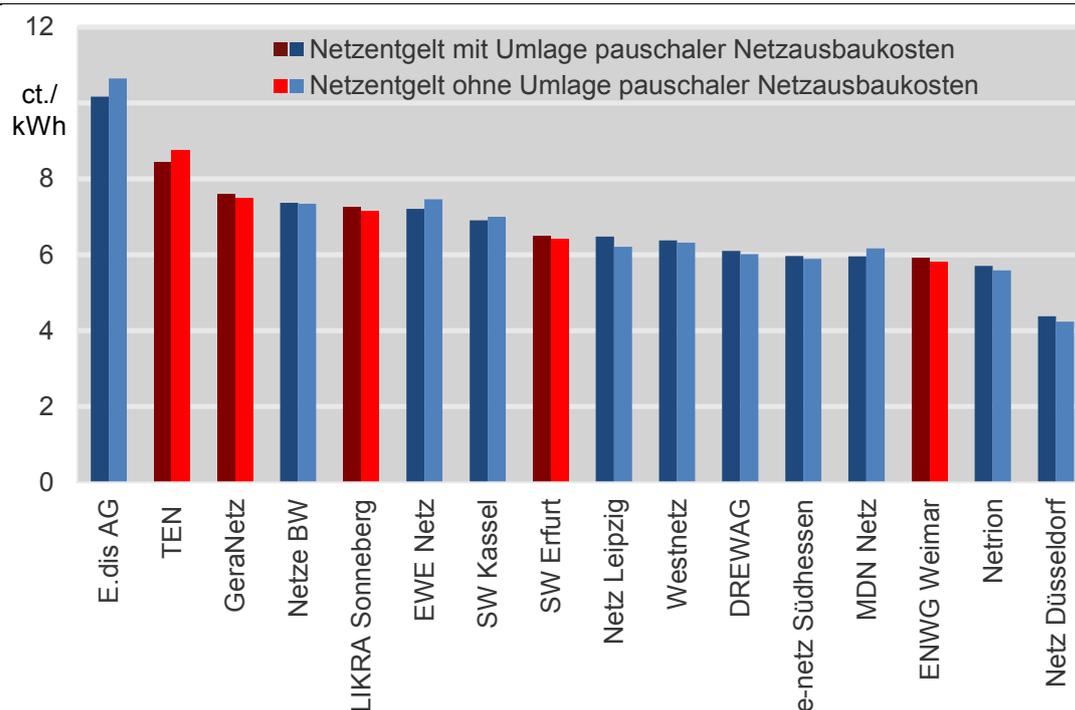
Um dem Anspruch einer im Durchschnitt über mehrere Anschluss- und Ausbauprojekte angemessenen Höhe der Ausbaurückstellung nahezukommen, sollte zumindest nach den Typen der Erzeugungsanlagen differenziert werden, da die Einspeisecharakteristik die Netzbelastung und damit den Netzausbaubedarf erheblich beeinflusst. Zudem könnte es sinnvoll sein, die Rückstellung nach der Anschlussnetzebene zu differenzieren, soweit diese Differenzierung nicht bereits in ausreichendem Maße durch die Differenzierung nach EE-Typen erfolgt.

Im Rahmen der quantitativen Analysen zu den Wirkungen eines solchen Ansatzes mit Blick auf die künftige Spreizung der Netzentgelte wurde zunächst die Höhe der Ausbaurückstellung differenziert nach EE-Typen so bestimmt, dass hierdurch die für den Zeitbereich von heute bis 2025 prognostizierten EE-bedingten Netzausbaurückstellungen im Durchschnitt gedeckt würden. Gemäß diesen Analysen müssten die Ausbaurückstellungen der beiden relevantesten EE-Typen PV und Windenergie in folgender Größenordnung liegen:

- PV-Anlagen: rund 600 € pro kW installierte Leistung
- Windenergieanlagen: rund 400 € pro kW installierte Leistung

Die zur Deckung dieser Ausbaurückstellungen zu erhebende bundesweit einheitliche Umlage läge bei 0,27 ct/kWh.

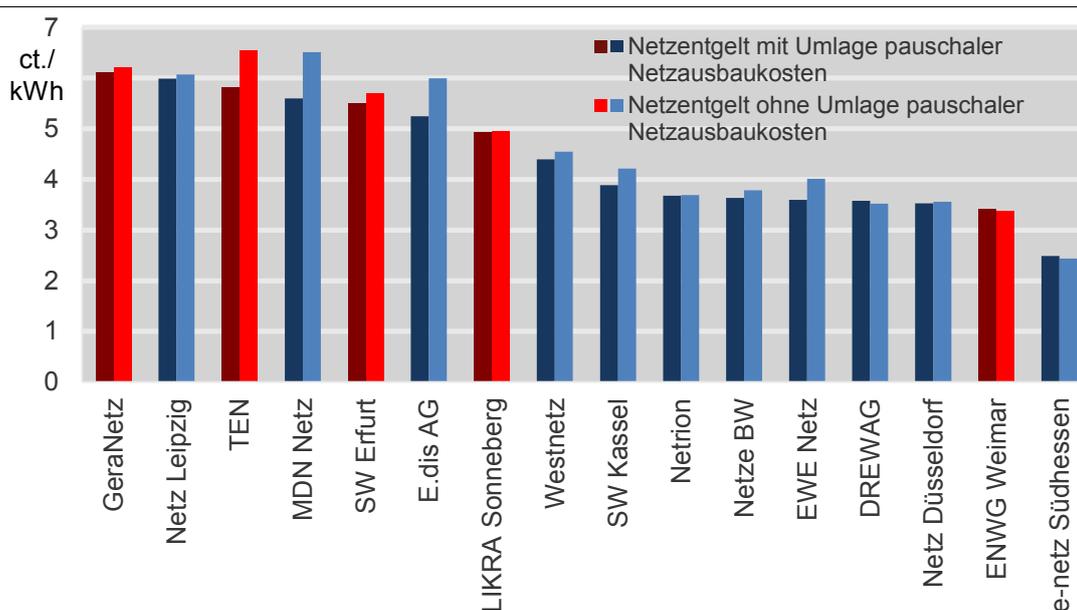
Werden die EE-bedingten Infrastrukturkosten auf eine solche Weise pauschal abgeschätzt und einer bundesweiten Umlage zugeführt, so ergeben sich die in Bild 5.22 am Beispiel eines Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a dargestellten Entgelte im Vergleich zu dem Fall ohne eine solche Umlage. Bild 5.23 veranschaulicht die Wirkung für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene.



*Bild 5.22 Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Umlage pauschaler Netzausbaukosten für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a*

Es zeigt sich eine deutliche Reduktion der Spreizung zwischen niedrigstem und höchstem Entgelt von 6,4 ct/kWh auf 5,8 ct/kWh. Damit wird ein Großteil der EE-bedingten Ausweitung der Spreizung vermieden. Netznutzer in stark vom EE-Zubau betroffenen Regionen profitieren um bis zu ca. 0,5 ct/kWh, während Netznutzer in kaum betroffenen Regionen bis zu ca. 0,15 ct/kWh höhere Netzentgelte zu zahlen hätten.

Für Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene fallen die Effekte noch etwas größer aus. Hier ergeben sich in stark vom EE-Zubau betroffenen Regionen Entgeltreduktionen um bis zu 1 ct/kWh, während die Entgelte in kaum betroffenen Gebieten um bis zu 0,1 ct/kWh zunehmen.



**Bild 5.23** Vergleich der Netzentgelte mit und ohne Umlage pauschaler Netzausbaukosten für einen Kunden mit Anschluss in der Mittelspannungsebene (Verbrauch 5.000 MWh/a, Benutzungsdauer 2.500 h/a)

### Fazit:

Auch der in diesem Abschnitt behandelte Näherungsansatz zur Abschätzung EE-bedingter Netzausbaukosten auf Basis vorgegebener Kostenpauschalen pro kW installierter EE-Leistung könnte als Grundlage für die Parametrierung einer bundesweit einheitlichen Umlage zum Ausgleich EE-bedingter Netzentgeltunterschiede angewandt werden.

Es ist allerdings zu vermuten, dass die Treffgenauigkeit dieses Ansatzes aufgrund der sehr vereinfachenden Annahmen eines linearen Zusammenhangs zwischen Netzausbaukosten und installierter EE-Leistung noch geringer wäre als bei dem modellnetzbasierter Ansatz (Abschnitt 5.6). Die Treffgenauigkeit dieses Ansatzes einschließlich Möglichkeiten zusätzlicher Differenzierungen, zum Beispiel nach Netzebenen, sollte eingehender untersucht werden, um endgültig beurteilen zu können, ob dies ein Weg für eine praktikable und objektive Abschätzung der EE-bedingten Netzausbaukosten sein kann.

---

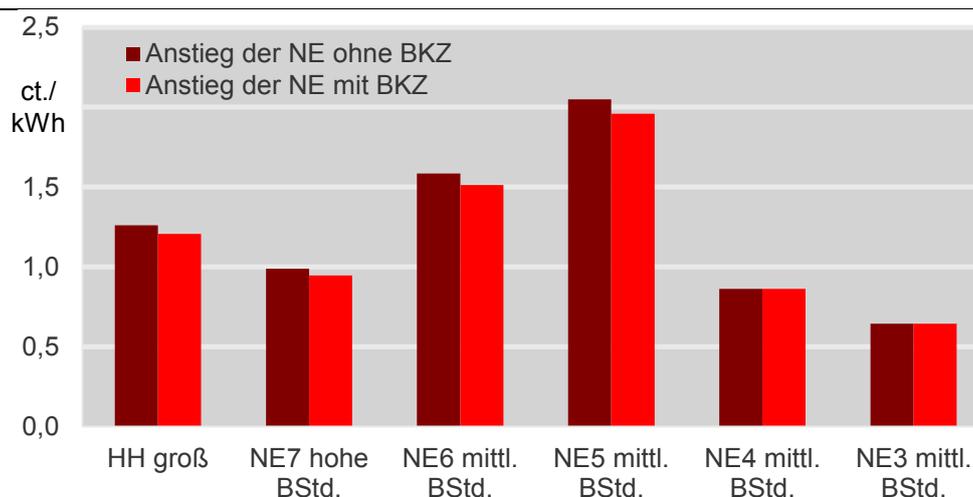
## 5.8 Baukostenzuschüsse für EE-Anlagen

Baukostenzuschüsse (BKZ) werden derzeit von Verbrauchern als einmalige Zahlung bei Neuanschlüssen oder Leistungserhöhungen erhoben. Die Höhe der Baukostenzuschüsse richtet sich nach der beantragten Anschlussleistung und ist orientiert an den Leistungspreisen (> 2.500 Benutzungsstunden) der jeweiligen Anschlussnetzebene. Hiermit sollen Verbraucher an den Kosten ggf. erforderlicher Netzausbaumaßnahmen beteiligt werden. Zudem sind BKZ ein Mittel, um allzu großzügigen Leistungsanforderungen seitens der Verbraucher entgegenzuwirken.

Analog hierzu wäre es denkbar, Baukostenzuschüsse auch von Betreibern von Erzeugungsanlagen und hier speziell von EE-Anlagen zu erheben. Die hierdurch erzielten Einnahmen würden die auf die Verbraucher umzulegenden Netzkosten reduzieren, wodurch grundsätzlich eine Reduktion der EE-bedingten Netzentgeltunterschiede erzielbar wäre. Hierdurch würde ein erzeugungsseitiger Beitrag zur Netzkostentragung eingeführt, der bisher im deutschen Netzentgeltsystem nicht existiert. Im Falle der EE-Anlagen würden diese Kosten dann je nach Ausgestaltung entweder die Wirtschaftlichkeit aus Sicht der Anlagenbetreiber beeinträchtigen oder in die EEG-Kosten einfließen.

Die Wirkung einer solchen Maßnahme mit Blick auf die Netzentgelte wird nachfolgend auf Basis der Annahme quantifiziert, dass die Höhe des BKZ für EE-Anlagen den heutigen verbrauchsseitigen BKZ entspricht. Exemplarisch werden hierfür die derzeitigen BKZ des Netzbetreibers TEN herangezogen. Ferner wird unterstellt, dass ein solcher BKZ von allen neuen EE-Anlagen erhoben wird.

Als Ergebnis dieser Analysen ist in Bild 5.24 der prognostizierte EE-bedingte Anstieg der Netzentgelte bis 2025 (je Netzebene) mit und ohne Erhebung eines Baukostenzuschusses von allen neuen EE-Anlagen dargestellt.



*Bild 5.24 Vergleich des Netzentgeltanstiegs von TEN mit und ohne BKZ für EE-Anlagen*

Durch die Erhebung von BKZ für neue EE-Anlagen ließe sich demnach nur eine sehr geringfügige Dämpfung der Netzentgeltzunahme erzielen. (In den Netzebenen 4 und 3 ergeben sich sogar nur marginale, bei der obigen Darstellungsform nicht sichtbare Entgeltverringerungen, was daran liegt, dass in diesen Ebenen in dem hier betrachteten Zubauszenario nur eine sehr geringe Zahl von EE-Anlagen zugebaut wird.) Eine deutlich größere Wirkung ließe sich natürlich erreichen, wenn deutlich höhere BKZ erhoben würden. Für eine weitgehende Abdeckung des EE-bedingten Netzkostenanstiegs müssten die BKZ dann allerdings je nach Netzebene mehr als das 10-fache der verbrauchsseitigen BKZ betragen. Damit würden die BKZ in die Größenordnung der Investitionskosten von EE-Anlagen kommen.

### **Fazit:**

Der Zubau von EE-Anlagen führt vielfach zu Netzausbau. Insofern erscheint eine Beteiligung der EE-Anlagen an den Netzkosten zunächst plausibel. Der hier angedachte Ansatz der Erhebung eines Baukostenzuschusses von EE-Anlagen stellt allerdings eine Abkehr vom bisherigen System, Netzkosten ausschließlich auf den Verbrauch umzulegen, dar.

Das häufig gegen eine Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Netzkostentragung angeführte Argument der internationalen Wettbewerbsfähigkeit mag für geförderte EE-Anlagen nur in abgeschwächter Form gelten, da ein weitgehender Aus-

gleich über die EEG-Förderung und damit implizit eine bundesweite Umlage der hierüber gedeckten Netzkosten denkbar wäre.

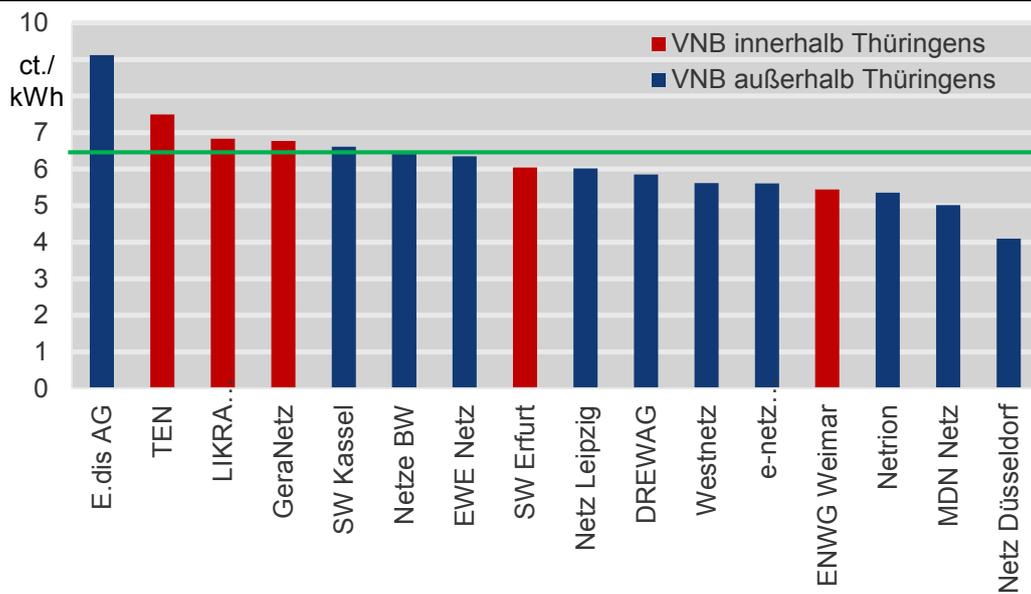
Die Erhebung eines Baukostenzuschusses von Betreibern der EE-Anlagen wäre vermutlich dennoch politisch schwer umsetzbar, da dies zusätzliche EE-Kosten bedeuten würde. Zudem ist die Wirkung mit Blick auf die Netzentgelte sehr gering, es sei denn, die Höhe der Baukostenzuschüsse für EE-Anlagen würde deutlich höher angesetzt als die etablierten BKZ auf Verbrauchsseite.

## **5.9 Vollständige Vereinheitlichung der Verteilernetzentgelte**

Die bestehenden regionalen Entgeltdifferenzen könnten vollständig eliminiert werden, indem die Entgelte der VNB für jede Netz- und Umspannebene bundesweit vereinheitlicht werden. Es ist allerdings fraglich, ob ein solch weitreichender Schritt als sachgerecht anzusehen wäre. Hierdurch würde für die knapp 900 VNB das Prinzip aufgegeben, dass jeder Netzbetreiber sich mit seinen eigenen Entgelten gegenüber seinen Kunden zu verantworten hat, und die zu einem wesentlichen Teil strukturbedingten Unterschiede der spezifischen Netzkosten würden nicht mehr in den Entgeltniveaus reflektiert.

Dennoch werden auch für diese Maßnahme die Auswirkungen untersucht, um eine Einschätzung für die Höhe eines solchen bundeseinheitlichen Entgelts zu gewinnen. Als Beispiel werden hierfür die Netzentgelte für Haushaltskunden herangezogen. Für das Jahr 2014 kann die Höhe eines einheitlichen Entgelts direkt aus Angaben der BNetzA zur durchschnittlichen mengengewichteten Höhe von Netzentgelten entnommen werden, die gemäß Monitoringbericht 2014 [6] für Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a ca. 6,5 ct/kWh betrug (Bild 5.25).

Das durchschnittliche Netzentgelt für das Jahr 2025 wird abgeschätzt anhand der Angaben aus der BMWi-Verteilernetzstudie. Konkret wird unterstellt, dass die Netzentgelte proportional zu den dort abgeschätzten Kostenzuwächsen ansteigen. Somit ergibt sich ein Durchschnittswert von ca. 6,9 ct/kWh (Bild 5.26).



*Bild 5.25 Aktuelle Netzentgelte und deutschlandweiter Mittelwert (2014) für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a*

Aus Sicht Thüringens ist festzustellen, dass eine vollständige Vereinheitlichung der Netzentgelte nicht durchweg zu Entgeltsenkungen führen würde. Die Entgelte einiger (städtischer) Netzbetreiber liegen derzeit unterhalb des deutschlandweiten Durchschnitts. Ein ähnliches Bild ergibt sich auch für das Jahr 2025.

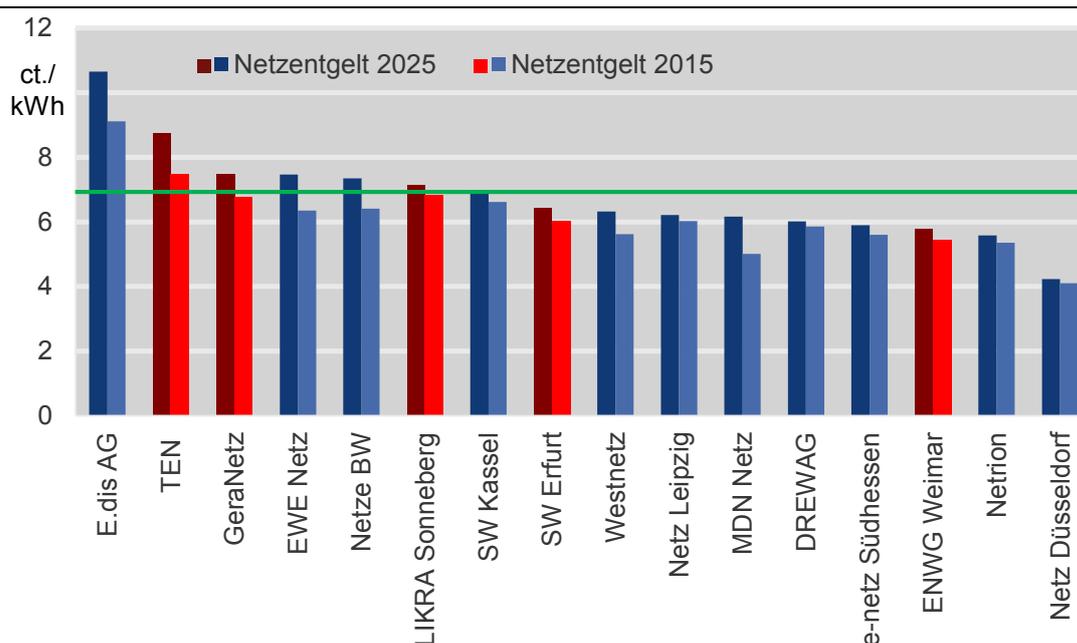


Bild 5.26 Netzentgelte und deutschlandweiter Mittelwert (2025) für einen Haushaltskunden mit einem Verbrauch von 3.500 kWh/a

### Fazit:

Durch eine vollständige Vereinheitlichung der Netzentgelte ließen sich naturgemäß auch EE-bedingte Entgeltunterschiede eliminieren. Da die Entgeltunterschiede allerdings in erheblichem Umfang (aktuell sogar überwiegend) durch strukturelle Unterschiede bedingt und nicht etwa EE-getrieben sind, würde eine solche Vereinheitlichung deutlich über die Angleichungen hinausgehen, die für einen Ausgleich EE-bedingter Netzkostenunterschiede erforderlich wären. Zudem wäre angesichts der damit verbundenen Umverteilungseffekte und praktischen Herausforderungen mit erheblichen Widerständen und Umsetzungsschwierigkeiten zu rechnen.

---

## Literatur

- [1] **VIK-Preisvergleich Stromnetze 2009**  
VIK Mitteilungen 6/09
- [2] **VIK-Entgeltvergleich Stromnetze 2015**  
VIK Mitteilungen 2/15
- [3] E-Bridge, IAEW, OFFIS  
**„Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie)**  
Abschlussbericht zur Studie im Auftrag des BMWi, 12. September 2014
- [4] Consentec  
**Gutachten zur Weiterentwicklung des Erweiterungsfaktors gemäß § 10 ARegV für Stromverteilernetzbetreiber**  
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 21.05.2014
- [5] Consentec et al.  
**Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft**  
Abschlussbericht zu Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, 20.11.2006
- [6] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt  
**Monitoringbericht 2014**  
Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. §53 Abs. 3 GWB  
Stand: 14. November 2014



